

# **O CENÁRIO MACROECONÔMICO E AS CONDIÇÕES DE OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

José Claudio Linhares Pires  
Joana Gostkorzewicz  
Fabio Giambiagi\*

\*Respectivamente, economistas  
do Convênio BNDES/PNUD  
e gerente do Departamento Econômico  
da Área de Planejamento do BNDES.

Os autores agradecem os comentários de Adriano Rodrigues,  
Ana Cláudia Além, Edna Bloomfield Coutinho, Elíada Faria,  
Joaquim Levy, Heloísa Fernandes, Maurício Piccinini, Pedro Passini  
e Viviana de Sá, bem como as sugestões de Javier Millan  
a uma versão preliminar do apêndice deste trabalho. Os autores os eximem,  
no entanto, de qualquer responsabilidade por eventuais imprecisões.

---

## **Sumário**

Resumo. . . . .	5
1. Introdução . . . . .	7
2. A Mudança do Cenário Macroeconômico e a Retomada do Crescimento . . . . .	8
3. A Demanda por Energia Elétrica: um Retrospecto . . . . .	13
4. A Capacidade Energética como Limitador do Crescimento Econômico . . . . .	16
5. Risco de Racionamento de Energia Elétrica: Diagnóstico do Problema. . . . .	19
5.1. Problemas de Transição . . . . .	20
5.2. Os Riscos Regulatórios do Novo Modelo . . . . .	22
5.3. Falta de Articulação das Reformas do Setor Energético . . . . .	24
6. As Medidas Adotadas pelo Governo Federal. . . . .	26
6.1. O Programa Emergencial . . . . .	26
6.2. Outras Medidas . . . . .	30
7. Perspectivas e Proposições de Políticas . . . . .	31
8. Considerações Finais . . . . .	37
Apêndice. O Setor Elétrico Brasileiro e o Caso da Califórnia . . . . .	38
Referências Bibliográficas . . . . .	45

---

---

## **Resumo**

O principal objetivo deste trabalho é avaliar as possibilidades de a restrição da oferta de energia elétrica vir a representar um problema para as perspectivas de crescimento econômico no Brasil nos próximos anos. Adicionalmente, o texto procura contribuir para a busca de soluções visando à retomada dos investimentos necessários à expansão da oferta no setor elétrico. Por fim, apresenta um breve apêndice sobre os recentes problemas vividos pelo setor na Califórnia, procurando extrair desse caso eventuais lições para a realidade do setor elétrico no Brasil.

## **Abstract**

The main objective of this paper is evaluating the possibility of electric power supply constraints being a problem for Brazilian economic growth in the next few years. Additionally, this paper presents some suggestions in order to raise the level of investments to guarantee electric power expansion. Finally, there is a brief appendix discussing the recent problems in the California electric power sector, from which it is possible to learn some lessons for the Brazilian experience.



---

## **1. Introdução**

O ano de 1999 constituiu um importante divisor de águas na condução da política econômica brasileira, com a mudança cambial e o ajuste fiscal ainda em curso. Caso ambos se revelem bem-sucedidos, o país terá criado as condições necessárias para resolver os desequilíbrios que afloraram no período 1995-1998 e retomar uma trajetória de crescimento sustentável na década que se inicia.

Entretanto, existem alguns possíveis fatores de limitação da intensidade dessa retomada do crescimento econômico, dentre os quais se destaca a dificuldade para a ampliação da oferta de energia. O setor elétrico brasileiro, que no passado constituiu importante vetor de desenvolvimento, deverá condicionar a velocidade desse crescimento, uma vez que o ritmo de expansão da demanda vem evoluindo em patamares superiores à taxa de oferta de energia.

O consumo total de energia elétrica do país, nos quatro anos do período 1991-1994, registrou uma taxa média de crescimento de 3,5% a.a., enquanto o PIB cresceu a uma taxa média de 2,8%. Nos seis anos seguintes, ao passo que o consumo de energia elétrica cresceu a uma taxa média de 4,5% a.a., o crescimento médio do PIB foi de 2,6%.

Enquanto isso, a expansão da oferta de energia elétrica apresentou um crescimento bem mais lento que o do consumo. Na década de 90, o crescimento da capacidade instalada foi de 3,3% a.a., inferior ao observado na década anterior, cujo patamar atingiu 4,8%. Considerando-se, em especial, os seis anos do período 1995-2000, o crescimento da capacidade instalada foi de 3,8% a.a., taxa inferior à do aumento do consumo de energia elétrica.

Esse comportamento histórico do mercado brasileiro de energia elétrica – caracterizado pelo fato de apresentar taxas de expansão superiores às do PIB –, aliado ao descompasso entre o crescimento da oferta e o do consumo de energia elétrica, pode representar um entrave potencial para a retomada rápida da trajetória de crescimento econômico sustentável.

O principal objetivo deste trabalho é justamente analisar quais as possibilidades de a restrição na oferta de energia elétrica vir a representar um problema para as perspectivas de crescimento econômico no Brasil nos próximos anos. Adicionalmente, o texto procura contribuir com a busca de soluções para a retomada dos investimentos necessários à expansão da oferta no setor elétrico. Por fim, traz um breve apêndice sobre os recentes problemas vividos pelo setor elétrico da Califórnia, tendo em vista extrair possíveis lições para o caso brasileiro.

---

Com esses objetivos, o artigo está dividido em oito seções e um apêndice, incluindo esta breve introdução. Na Seção 2, sintetizam-se as principais mudanças ocorridas no cenário macroeconômico do país ao longo da década de 90 e as possibilidades de retomada do crescimento econômico sustentável. Na Seção 3, realiza-se um retrospecto da demanda por energia elétrica no país. Na Seção 4, avaliam-se as perspectivas de curto e médio prazos quanto ao fato de a capacidade energética do país ser um possível limitador do crescimento econômico. A Seção 5 apresenta um diagnóstico do porquê de os agentes privados não terem respondido aos estímulos regulatórios de abertura do mercado de eletricidade. Na Seção 6, são discutidas as ações governamentais que estão sendo implementadas e a resposta dos agentes do mercado. Na Seção 7, avaliam-se as perspectivas de longo prazo do setor, seguidas das considerações finais, na Seção 8. Finalmente, um apêndice trata da crise da oferta de energia na Califórnia.

## **2. A Mudança do Cenário Macroeconômico e a Retomada do Crescimento**

A economia brasileira, ao longo da década de 90 como um todo, teve um desempenho até certo ponto aquém do que os respectivos governos esperavam durante o processo das profundas transformações estruturais – abertura comercial, privatizações e estabilidade de preços – pelas quais o país passou no período [Pinheiro, Giambiagi e Gostkorszewicz (1999)]. Entre 1991 e 2000, a taxa de crescimento médio do PIB foi de 2,6% a.a., que, embora superior ao 1,6% a.a. registrado na década anterior, foi suficiente para gerar um incremento da renda *per capita* da ordem de apenas 1% a.a.

Apesar de o desempenho dessa década ter ficado abaixo do desejável, existe uma diferença fundamental entre os saldos das décadas de 80 e 90. Enquanto os anos 80 foram marcados pela estagnação da atividade econômica, por profundos desequilíbrios macroeconômicos e, em especial, pela hiperinflação – apenas reprimida pelos sucessivos e fracassados planos de estabilização econômica baseados no congelamento de preços –, a década de 90, embora não tenha exibido trajetória satisfatória em termos de evolução do PIB, deixou como herança uma inflação sob controle e a perspectiva de crescimento sustentado de longo prazo, como há muito a economia brasileira não assistia.

Para um melhor entendimento das mudanças macroeconômicas sofridas na década de 90, é útil analisar separadamente três períodos: o primeiro, até o início do Plano Real (1991-junho de 1994); o segundo, associado aos primeiros anos do Plano Real

(1995-1998); e o terceiro, compreendendo o final da década (1999-2000), com o ano de 1999 caracterizando um ponto de inflexão na condução da política econômica do país.

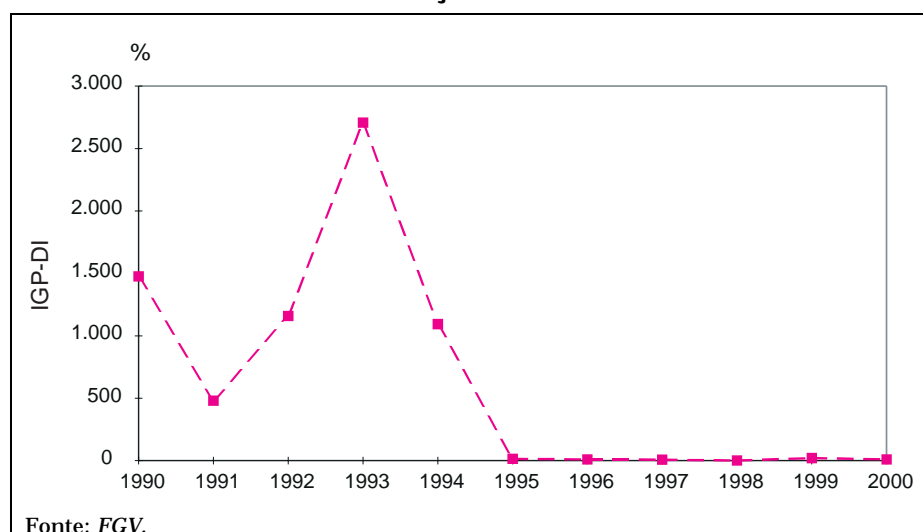
No período 1991-1994, em que pesem as importantes transformações em curso tendentes a modernizar a economia – privatização e abertura comercial –, o país conviveu com uma inflação extremamente elevada e crescente. Em junho de 1994, a inflação acumulada em 12 meses, medida pelo Índice Geral de Preços (IGP) da Fundação Getulio Vargas (FGV), atingiu o patamar de 5.154%. Na segunda metade dos anos 90, como resultado do sucesso do processo de estabilização econômica promovido pelo Plano Real, houve uma drástica redução da inflação (Gráfico 1). Em 1998, a inflação, medida pelo IGP-DI, caiu para apenas um dígito, fechando o ano em 1,7%. Uma vez superados os efeitos da desvalorização de 1999, para o ano 2001 a expectativa é de uma inflação de 4%.

Sem contar o grande sucesso em reduzir a inflação, destacam-se como reflexo das importantes transformações ocorridas ao longo da década no país o aumento da taxa de investimento, que, medida a preços de 1980, passou de 15,5% do PIB em 1990 para 19,9% em 1999, e a transformação do Brasil em um dos principais destinos dos fluxos de capital estrangeiro direto no mundo. Em 2000, os investimentos diretos estrangeiros atingiram o nível recorde de US\$ 33 bilhões (Gráfico 2).

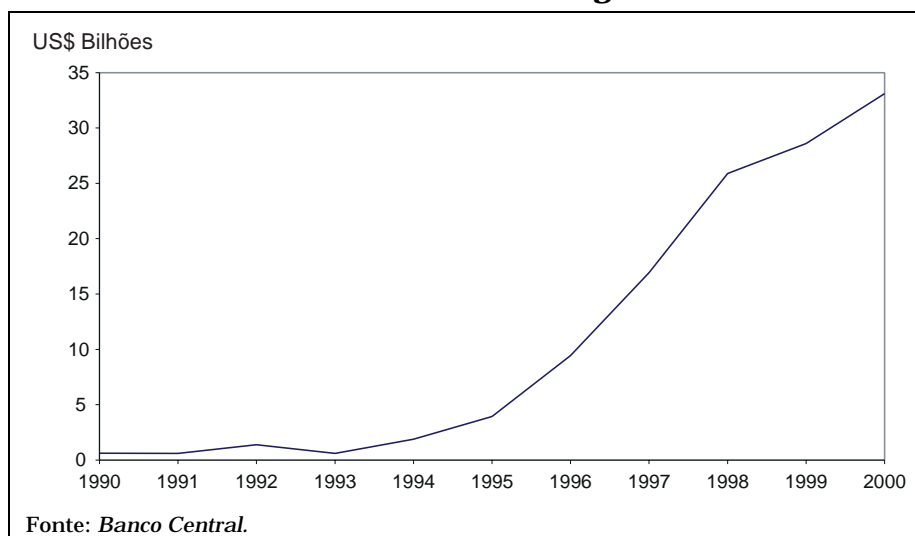
Entretanto, o sucesso da política antiinflacionária ocorreu ao mesmo tempo que se constataavam dois grandes problemas nos primeiros anos da estabilização: o déficit em conta corrente e o desequilíbrio fiscal.

A piora da situação do setor externo depois do Plano Real esteve associada, em parte, à apreciação real da taxa de câmbio no período (Gráfico 3). Houve então uma inversão drástica da

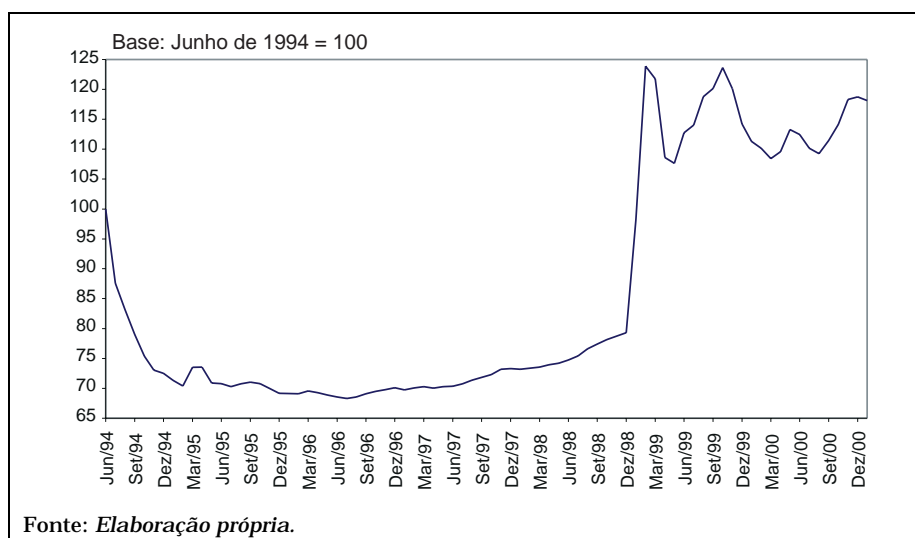
**Gráfico 1**  
**Brasil: Inflação - 1990-2000**



**Gráfico 2**  
**Brasil: Investimento Direto Estrangeiro - 1990-2000**



**Gráfico 3**  
**Brasil: Taxa de Câmbio Nominal versus IPC dos Estados Unidos/IPC Doméstico**



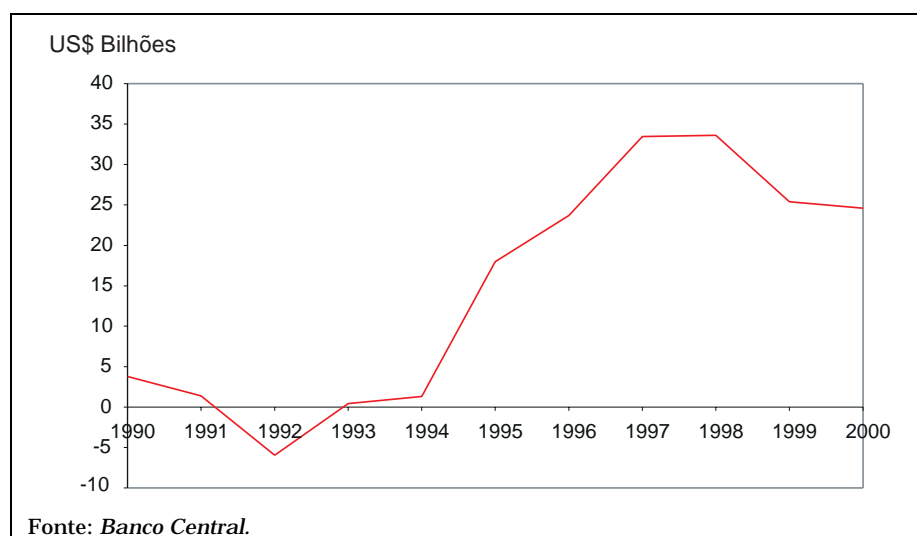
balança comercial, que passou de um superávit médio de US\$ 12 bilhões no período 1991-1994 para um déficit médio de US\$ 6 bilhões em 1995-1998.

Com a deterioração da balança comercial, somada ao aumento das remessas de juros e lucros e dividendos, o resultado da conta corrente do balanço de pagamentos deixou, em média, de ser superavitário em aproximadamente US\$ 1 bilhão, no período 1991-1994, para ser deficitário em US\$ 28 bilhões, na média dos quatro anos seguintes (Gráfico 4).

No tocante às contas fiscais, o resultado primário do setor público consolidado, em igual número de anos de comparação –



**Gráfico 4**  
**Brasil: Déficit em Conta Corrente – 1990-2000**

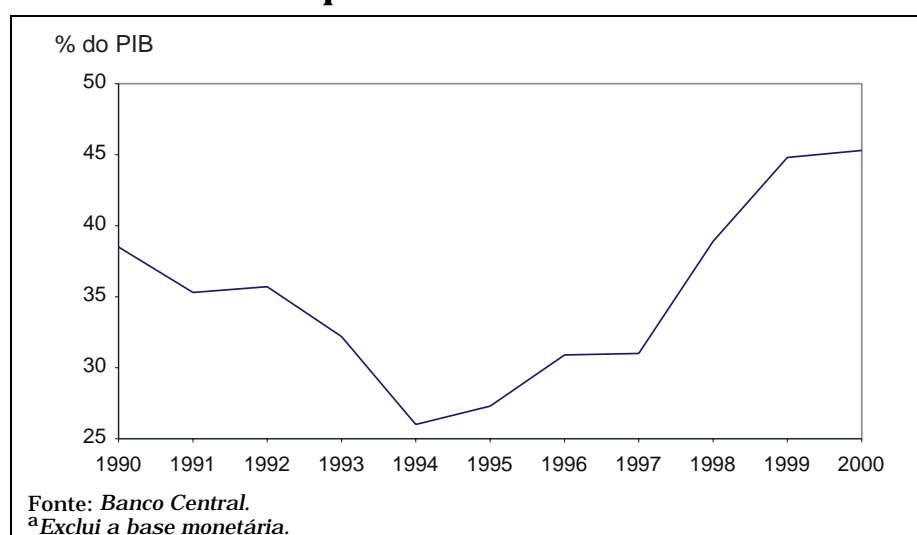


1991-1994 *versus* 1995-1998 –, deixou de ser, em média, superavitário em 2,9% do PIB e passou a ser deficitário em 0,2%. Tal fato, somado à significativa elevação das taxas de juros no período, fez com que a dívida líquida do setor público, excluindo a base monetária, passasse de 26% do PIB em 1994 para 39% em 1998 (Gráfico 5).

Entretanto, foi só no final da década que o Brasil deu passos decisivos em direção a uma trajetória de crescimento sustentado de longo prazo, ao complementar as transformações anteriores com uma combinação de políticas que permitiu ao país atacar os desequilíbrios que tinham aflorado em 1995-1998.

Em 1999, a economia brasileira experimentou mudanças particularmente importantes, constituindo um ponto de inflexão

**Gráfico 5**  
**Brasil: Dívida Líquida do Setor Público<sup>a</sup> – 1990-2000**



---

na condução da política econômica do país: a) na política cambial, pela adoção do sistema de câmbio flutuante; b) na política fiscal, pela adoção de metas fiscais; e c) na política monetária, pela adoção do sistema de *inflation target*.

Em primeiro lugar, a adoção do regime de câmbio flutuante permitiu o aumento do raio de manobra do país diante de crises externas, o que tem possibilitado a redução gradual das taxas de juros domésticas. Isso certamente terá impacto positivo tanto nas contas públicas quanto no nível de atividade, viabilizando maiores taxas de crescimento e a redução gradual da taxa de desemprego.

Em segundo lugar, o Brasil adotou, em consonância com o FMI, um rígido regime de metas fiscais para o período 1999-2001 que está sendo rigorosamente cumprido. O anúncio de uma meta de superávit primário de 2,7% do PIB para 2002 reforça o compromisso do governo com o programa de austeridade fiscal.

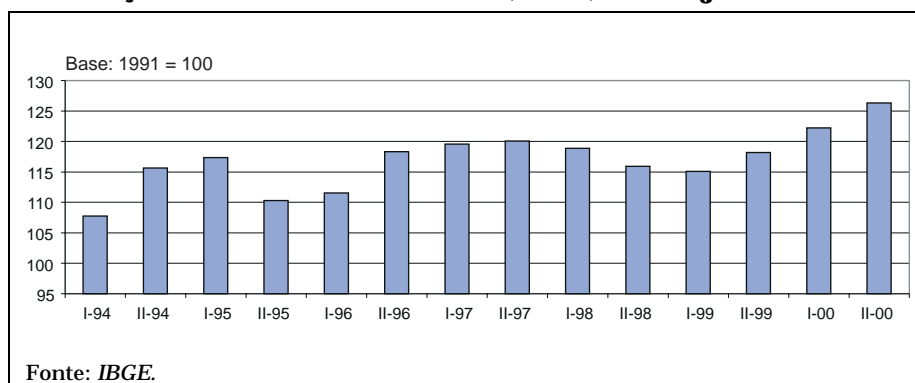
Por último, a adoção do regime de *inflation target* representou a cristalização do compromisso com a estabilidade econômica. As metas adotadas, tendo como referência o IPCA, foram de 8% em 1999, 6% em 2000, 4% em 2001 e 3,5% em 2002 – com margem de tolerância de dois pontos percentuais abaixo ou acima da meta. Em 1999, o IPCA registrou uma inflação de 8,9% e, em 2000, de 6%, exatamente em linha com a meta fiscal.

Esse novo contexto permitiu que a economia brasileira retomasse sua trajetória de crescimento em 2000. De acordo com a série com ajuste sazonal do IBGE, o índice de produção industrial no segundo semestre desse ano superou em 6,9% a média do segundo semestre de 1999 e em 5,6% a do primeiro semestre de 1997, antes, portanto, dos efeitos da crise asiática. Na comparação com o primeiro semestre de 1994, esse crescimento acumulado foi de 13,4% (Gráfico 6).

Em resumo, o Brasil atualmente detém todas as condições para iniciar novo ciclo de expansão ao longo desta década, com a taxa de inflação convergindo para os patamares internacionais, os juros domésticos em queda e a dívida pública e o déficit em conta corrente assumindo trajetórias declinantes como percentagem do PIB.

Assim, estamos diante de perspectivas de crescimento não vistas desde a época áurea dos anos 70, quando as reformas de 1964-1967 criaram, em um contexto externo favorável, as bases para a expansão ocorrida no período conhecido como “milagre brasileiro”. Apesar de estarmos longe da possibilidade de crescer a um ritmo acelerado como o daquela época – quando a economia apresentou crescimento médio anual de 8,8% e o PIB *per capita* evoluiu a uma taxa média de 6% a.a. no período –, o Brasil está vivendo um momento singular em sua história. Como avaliou o

**Gráfico 6**  
**Produção Industrial Semestral (IBGE) com Ajuste Sazonal**



economista Edmar Bacha em entrevista ao jornal *Valor Econômico* de 10 de agosto de 2000, “na história republicana, o Brasil nunca viveu sob um horizonte de política econômica tão descortinado”.

Entretanto, existem alguns possíveis fatores de restrição a essa retomada do crescimento econômico, dentre os quais se destaca o possível problema da oferta de energia elétrica. É exatamente isso que será discutido na próxima seção.

### **3. A Demanda por Energia Elétrica: um Retrospecto**

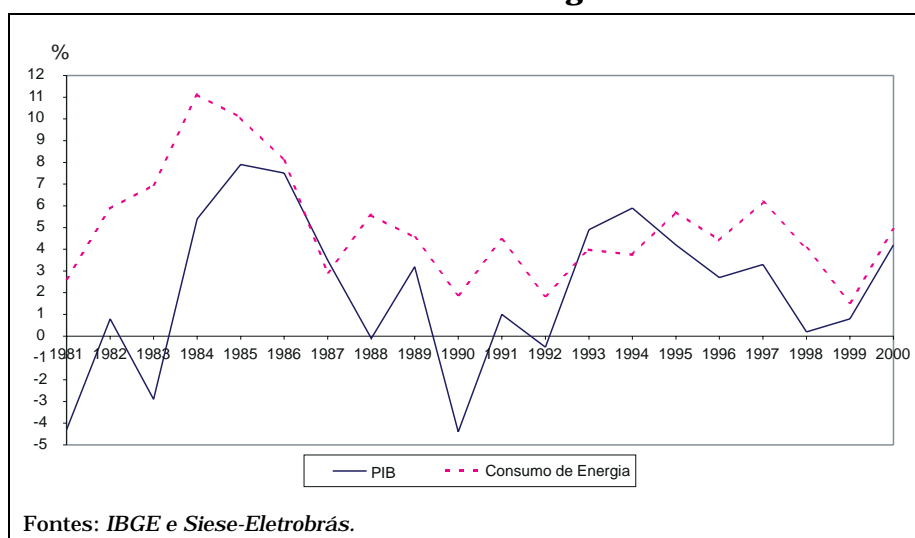
Nos anos 80, a despeito da estagnação da atividade econômica do país no período, o consumo de energia elétrica seguiu expandindo-se a taxas significativamente altas, impulsionado, em grande medida, pela maturação dos projetos industriais previstos no II PND e implantados no final dos anos 70 e pela queda constante do nível tarifário. No período 1981-1990, o consumo total de energia elétrica cresceu a uma taxa média anual de 5,9%, enquanto o PIB cresceu, em média, 1,6% a.a.

Na década seguinte, 1991-2000, o consumo total de energia elétrica cresceu a uma taxa média de 4,1%, ante uma expansão média anual do PIB de 2,6% (Gráfico 7).

Em termos de segmentos do consumo, a expansão do mercado vem sendo marcada pelo expressivo aumento do consumo das classes residencial e comercial, que vem crescendo a taxas superiores à do crescimento do consumo total de energia elétrica do país (Tabelas 1 e 2).

Entre 1980 e 1990, as participações do consumo das classes residencial e comercial no consumo total de energia evoluíram de 20,4% e 12% para 23,4% e 11,6%, respectivamente. Entre 1990 e 2000, essas participações aumentaram para 27,6% e 15,4%, respectivamente. Enquanto isso, a participação do

**Gráfico 7**  
**PIB versus Consumo de Energia - 1981-2000**



**Tabela 1**  
**Indicadores Econômicos Selecionados - 1981-2000**  
**(Em % a.a.)**

	Capacidade Instalada de Energia Elétrica	PIB	Consumo			
			Total	Industrial	Comercial	Residencial
1981-1990	4,8	1,6	5,9	5,4	5,5	7,4
1991-2000	3,3	2,6	4,1	2,4	7,1	5,8

Fontes: Eletrobrás e IBGE.

consumo da classe industrial no consumo total de energia passou de 53,6% em 1980 para 50,9% em 1990 e 43,2% em 2000, sugerindo mudanças estruturais no crescimento da indústria nacional derivadas de sua modernização e do uso mais eficiente de energia elétrica (Tabela 2).

Esse expressivo aumento do consumo da classe residencial nos anos 90, num primeiro momento, foi motivado pelo *boom* natural do consumo na primeira fase do Plano Real, dado o aumento do poder aquisitivo das classes de menor renda e do restabelecimento dos mecanismos de crédito, fenômenos esses que tiveram nítido reflexo nas vendas industriais de eletroeletrônicos.

Esse movimento, por sua vez, também pode ser observado através da comparação entre a evolução do índice de produção da indústria geral e a do segmento de material elétrico e de comunicação da indústria de transformação a partir da recuperação de 1993. Nos dois primeiros anos do Plano Real, registrou-se uma trajetória significativamente superior à média da indústria (Gráfico 8).

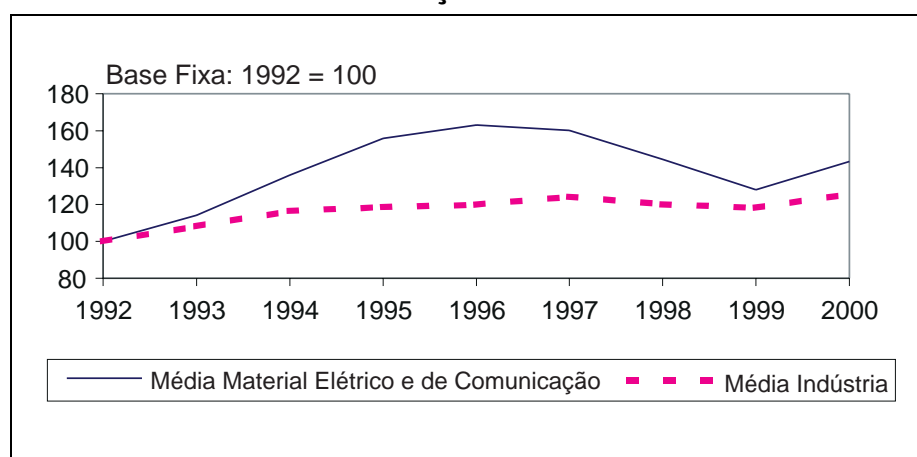
**Tabela 2**  
**Consumo de Energia – 1980-2000**  
**(Em GWh)**

	PIB	Consumo de Energia										Con- sumo Total	Taxa de Variação do Con- sumo de Energia Total
		Indus- trial	Parti- cipa- ção (%)	Varia- ção (%)	Comer- cial	Parti- cipa- ção (%)	Varia- ção (%)	Resi- dencial	Parti- cipa- ção (%)	Varia- ção (%)	Outros Parti- cipa- ção (%)		
1980	9,1	61.899	53,6	-	13.903	12,0	-	23.489	20,4	-	14,0	115.425	-
1981	-4,3	61.431	51,8	-0,8	14.469	12,2	4,1	25.090	21,2	6,8	14,8	118.482	2,6
1982	0,8	64.140	51,1	4,4	15.458	12,3	6,8	27.110	21,6	8,1	14,9	125.439	5,9
1983	-2,9	67.686	50,4	5,5	16.692	12,4	8,0	29.783	22,2	9,9	14,9	134.180	7,0
1984	5,4	79.023	53,0	16,7	17.624	11,8	5,6	30.987	20,8	4,0	14,4	149.092	11,1
1985	7,9	89.691	54,7	13,5	18.501	11,3	5,0	32.716	19,9	5,6	14,1	164.088	10,1
1986	7,5	97.193	54,8	8,4	19.633	11,1	6,1	35.832	20,2	9,5	13,9	177.357	8,1
1987	3,5	97.444	53,4	0,3	20.505	11,2	4,4	38.474	21,1	7,4	14,3	182.565	2,9
1988	-0,1	103.636	53,8	6,4	21.354	11,1	4,1	40.564	21,0	5,4	14,1	192.738	5,6
1989	3,2	107.192	53,2	3,4	22.380	11,1	4,8	43.721	21,7	7,8	14,0	201.474	4,5
1990	-4,4	104.421	50,9	-2,6	23.812	11,6	6,4	48.051	23,4	9,9	14,1	205.310	1,9
1991	1,0	107.622	50,2	3,1	24.961	11,6	4,8	51.109	23,8	6,4	14,3	214.429	4,4
1992	-0,5	108.882	49,8	1,2	25.938	11,9	3,9	51.864	23,7	1,5	14,5	218.425	1,9
1993	4,9	113.422	49,9	4,2	27.403	12,1	5,6	53.629	23,6	3,4	14,4	227.121	4,0
1994	5,9	116.759	49,6	2,9	28.885	12,3	5,4	55.957	23,7	4,3	14,4	235.627	3,7
1995	4,2	117.693	47,2	0,8	32.292	13,0	11,8	63.580	25,5	13,6	14,3	249.120	5,7
1996	2,7	118.994	45,7	1,1	34.781	13,4	7,7	69.047	26,5	8,6	14,3	260.111	4,4
1997	3,3	124.645	45,1	4,7	38.180	13,8	9,8	74.071	26,8	7,3	14,2	276.186	6,2
1998	0,2	124.699	43,4	0,0	41.586	14,5	8,9	79.378	27,6	7,2	14,5	287.392	4,1
1999	0,8	124.190	42,6	-0,4	43.579	14,9	4,8	81.330	27,9	2,5	14,7	291.858	1,6
2000 <sup>a</sup>	4,2	132.387	43,2	6,6	47.108	15,4	8,1	84.502	27,6	3,9	13,8	306.300	4,9

Fontes: Siese-Eletróbrás e IBGE.

<sup>a</sup>Preliminar (com base no crescimento até outubro).

**Gráfico 8**  
**IBGE: Índice de Produção Industrial – 1992-2000**



Em um segundo momento, um fator relevante para a aceleração do consumo no segmento residencial tem sido o crescimento do setor informal, que transfere algumas atividades para as residências – antes consignadas nos segmentos industrial ou comercial –, como pequenos escritórios e oficinas de prestação de serviços. No segmento comercial, o aumento do consumo de energia elétrica vem sendo vinculado à expansão do número de *shopping centers*, à modernização dos serviços em geral e à ampliação do horário de funcionamento.

## **4. A Capacidade Energética como Limitador do Crescimento Econômico**

No tocante à oferta de energia elétrica, a análise da evolução da capacidade nominal instalada *vis-à-vis* à da geração sugere o aumento do risco de déficit do sistema (Gráfico 9).

Entre os períodos 1981-1990 e 1991-2000, enquanto a taxa de expansão da capacidade instalada do sistema sofria uma redução de 4,8% a.a. para 3,3% a.a., respectivamente, a taxa de crescimento do consumo, embora também tivesse sido reduzida, apresentava taxas mais elevadas, passando de 5,9% a.a. para 4,1% a.a. (Tabelas 1 e 2). Como não houve racionamento de energia no período, pode-se dizer que o sistema conviveu com uma situação de esgotamento da “capacidade ociosa” existente, ocasionada por projetos realizados nos períodos anteriores e que anteciparam as necessidades de crescimento da demanda por vários anos. Embora seja próprio de um modelo baseado na hidroeletricidade certo grau de antecipação do investimento, visto que, nesses casos, a oferta de nova capacidade é relativamente inelástica, boa parte dessa expansão da oferta – demonstrada na

**Gráfico 9**  
**Índice de Capacidade Instalada versus Geração de Energia**  
**- 1980-1999**

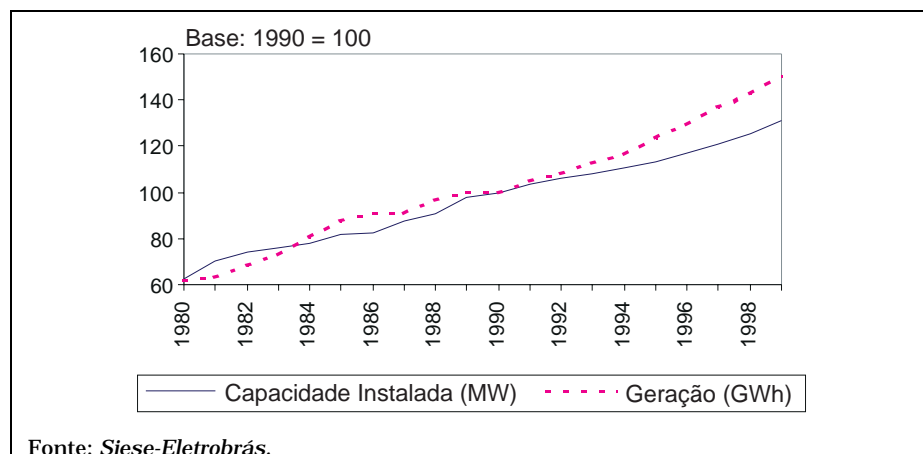


Tabela 3 – pode ser explicada pelos estímulos do modelo regulatório anterior. Nesse modelo, a expansão da oferta era planejada pela Eletrobrás com base na expansão de demanda que as empresas distribuidoras informavam, sem compromissos de compra futura e estimuladas pela remuneração garantida com base no custo de serviço, mesmo que essa garantia fosse somente contábil, em razão do controle das tarifas pelo governo.

No entanto, segundo o Plano Decenal de Expansão 2000-2009 da Eletrobrás, os riscos de déficits de energia superiores a 5% do mercado – tido como limite aceitável – são relativamente importantes no horizonte dos anos 2001-2002, principalmente nas regiões Sudeste/Centro Oeste e Nordeste (Tabela 4).

Em 2001, os riscos de que o déficit de energia ultrapasse a margem tida como aceitável – de 5% nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste – são de 11,9% e 10,9%, respectivamente, enquanto em 2002 são de 9,3% e 11,7%, respectivamente.

Tendo em vista que o sistema operava, em 1999, com uma capacidade nominal instalada de 63,9 GW e considerando a

**Tabela 3**  
**Capacidade Instalada e Geração de Energia Elétrica – 1980-2000**

	<i>Capacidade Nominal Instalada (MW)</i>	<i>Geração (GWh)</i>		
		<i>Total</i>	<i>Hidráulica</i>	<i>Térmica</i>
1980	30.603	131.109	126.149	4.960
1981	34.228	134.060	128.117	5.943
1982	36.181	143.600	138.461	5.138
1983	37.186	153.079	148.567	4.512
1984	38.026	169.813	163.552	6.261
1985	39.874	184.342	175.359	8.983
1986	40.257	191.512	179.023	12.489
1987	42.663	192.189	182.019	10.170
1988	44.402	203.790	195.515	8.275
1989	47.870	210.635	201.809	8.826
1990	48.819	211.044	203.600	7.443
1991	50.707	221.912	214.574	7.338
1992	51.698	228.711	220.583	8.128
1993	52.713	237.933	231.693	6.240
1994	54.117	245.863	239.438	6.425
1995	55.379	260.659	250.445	10.214
1996	57.199	273.301	261.445	11.856
1997	59.160	288.845	274.587	14.259
1998	61.327	301.160	286.359	14.801
1999	63.966	317.366	296.033	21.332
2000	67.700	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: Siese-Eletrobrás.  
n.d. = Não-disponível.

**Tabela 4**  
**Riscos de Déficit de Energia Maiores que 5% do Mercado –**  
**2001-2009**  
**(Em %)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sul	5,3	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Sudeste/Centro Oeste	11,9	9,3	2,6	0,9	0,9	1,7	1,5	1,5	1,4
Norte	6,1	2,7	1,2	0,4	0,7	0,9	0,9	0,6	0,5
Nordeste	10,9	11,7	3,2	1,4	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7

Fonte: Eletrobrás, Plano Decenal de Expansão 2000-2009.

projeção da Eletrobrás de um crescimento médio do consumo de energia de 5,5% a.a., no período 1999-2004, seriam necessários cerca de 85 GW instalados para manter a situação atual no final de 2003.<sup>1</sup>

Como consequência dos investimentos necessários projetados pelo Programa Decenal de Geração, o país chegaria ao final de 2003 com uma capacidade instalada de cerca de 88 GW, já considerada a importação de energia da Argentina (Tabela 5).

No período 2001-2009, caso essas perspectivas se concretizem, a oferta total de energia do país terá sofrido um aumento de 56%, liderado pela expansão da oferta de energia térmica (192%).

Cabe destacar, entretanto, que há atrasos no programa de expansão tanto de base hidrelétrica quanto de base térmica. Em relação ao primeiro, das 31 usinas do programa indicativo de

**Tabela 5**  
**Perspectivas da Oferta de Energia (MW) – Sistemas Interligados S/SE/CO e**  
**N/NE – 2001-2009**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Importada	1.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Termelétrica	6.422	8.722	17.725	22.573	22.605	23.914	23.914	23.914	23.914
Hidrelétrica	60.717	63.590	68.034	69.878	72.327	73.962	75.281	77.286	79.471
Total	68.139	74.312	87.759	94.451	96.932	99.876	101.195	103.200	105.385
Crescimento (%)		9,1	18,1	7,6	2,6	3,0	1,3	2,0	2,1

Fonte: Eletrobrás, Plano Decenal de Expansão 2000-2009.

<sup>1</sup> O cenário de crescimento do PIB no Plano Decenal de Expansão 1999-2009 da Eletrobrás é de uma taxa média de 4,7% – 4,3% para o período 1999-2004 e 5,2% para 2004-2009. Vale destacar que a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica indica valores decrescentes no horizonte decenal. A queda projetada para a elasticidade decorre, por um lado, da modernização dos processos industriais e da incorporação de avanços tecnológicos aos equipamentos que consomem energia elétrica. Por outro lado, pode ser explicada pelo sucesso dos programas de conservação, que objetivam o uso mais racional e eficiente da eletricidade. Entretanto, caso essas projeções de crescimento do PIB sejam ultrapassadas, será necessário que a geração de energia cresça a taxas superiores às projetadas inicialmente, dada a expansão esperada do consumo (5,5% a.a. em 1999-2004; 4,4% a.a. em 2004-2009; e 5% a.a. em 1999-2009).



---

licitação de usinas de geração hidrelétrica para 2000-2001 – total previsto de 9,587 GW de capacidade instalada –, só 13 foram licitadas em 2000 (2,183 GW no total), dez delas em 30 de novembro de 2000. Deve-se registrar que, no ano anterior, apenas a pequena UHE, de Ourinhos (44 MW), em São Paulo, havia sido licitada.

No que se refere ao programa de expansão de usinas térmicas, como será aprofundado mais adiante, dadas as complicações inerentes ao processo de transição para um novo modelo baseado nos investimentos privados, existe uma relativa paralisação nas decisões de investimento até que estejam claras as oportunidades de participação para os novos agentes nesse setor.

## **5. Risco de Racionamento de Energia Elétrica:** **Diagnóstico do Problema**

A Lei 9.074/95 constituiu os pilares do funcionamento do novo modelo do setor elétrico e do começo do processo de privatização, iniciado pelas distribuidoras federais e posteriormente seguido pela venda de cerca de 20 empresas estaduais. O objetivo do novo modelo é expandir o parque gerador e modernizar as malhas de transporte de energia elétrica a partir da privatização e da constituição de um modelo competitivo de energia elétrica no Brasil.

Nesse sentido, as novas regras estabeleceram, dentre outras coisas, a separação das atividades de comercialização e distribuição, a introdução do livre acesso às redes físicas de transporte de energia, a constituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a criação das figuras do consumidor livre e do produtor independente de energia.<sup>2</sup> A partir da constituição desses aspectos básicos para o funcionamento do novo modelo competitivo, poder-se-ia perguntar o que ocorreu para que o risco de racionamento de energia do sistema seja uma possibilidade efetiva no horizonte.

Esse risco pode ser explicado por três razões distintas, embora relacionadas entre si. A primeira está ligada à longa e dessincronizada transição do modelo estatal para o modelo privado. A segunda se refere aos riscos regulatórios do novo modelo, que geraram paralisação na decisão de investir da iniciativa privada. A terceira se explica pela ausência de articulação, tanto durante a concepção quanto na implementação, das reformas do setor elétrico, de petróleo e de gás natural.

---

2 Para uma análise detalhada do novo modelo do setor elétrico, ver Pires (1999 e 2000a) e Ferreira (2000).

---

## 5.1. Problemas de Transição

A longa e dessincronizada transição em curso reflete problemas de condução do processo e de diagnóstico sobre o comportamento de variáveis macro e microeconômicas, tais como, respectivamente, o crescimento da demanda com o Plano Real e a subestimação das dificuldades de implementação do novo modelo.

Diferentemente do caso das telecomunicações, por exemplo, em que o processo de privatização foi precedido da definição de uma lei setorial que estabeleceu o marco regulatório de todo o setor, no setor elétrico o processo de reformas vem sendo caracterizado por envolver um período de transição bastante longo, dessincronizado e problemático no que se refere à possibilidade de manutenção do nível de investimentos nos patamares previstos pelo plano decenal mencionado anteriormente. Esse aspecto pode ser ilustrado pelo fato de que, como será visto a seguir, o novo modelo começou a ser implementado em 1993, enquanto, em 2000, apenas 20% do setor de geração estavam sendo operados pela iniciativa privada – muito embora cerca de 70% do segmento *downstream* da cadeia produtiva de eletricidade já estejam sob o controle privado.

No antigo modelo, a combinação de diversos aspectos – o papel da Eletrobrás como compradora de última instância, a inexistência de contratos entre supridoras e distribuidoras e a garantia de remuneração dos investimentos realizados – criava fortes estímulos para a expansão da oferta, mesmo com base em graves ineficiências devido a um regime regulatório que não estimulava a busca de eficiência produtiva por parte das empresas.

A crise fiscal do Estado, que o impossibilitou de dar seqüência aos projetos de geração previstos nos planos de expansão da Eletrobrás, associada à necessidade de criar as condições para o estabelecimento de um regime privado, fez com que fossem dificultadas as possibilidades de continuidade dos investimentos estatais que sustentaram o crescimento da oferta nas décadas de 70 e 80. Como exemplos, o já citado fim da remuneração garantida e a obrigatoriedade de estabelecimento de contratos de fornecimento com prazo mínimo de quatro anos – Lei de Desequalização Tarifária 8.643/93 – fizeram com que os agentes setoriais passassem a ser cautelosos, visando minimizar riscos contratuais em um momento em que a demanda mostrava um comportamento de elevado crescimento em virtude do Plano Real.

Parece estar claro, no entanto, que os recursos estatais, mesmo quando existentes, foram destinados prioritariamente para o saneamento financeiro e a preparação das empresas para a privatização.<sup>3</sup> Isso consubstanciava a aposta de que o período

---

3 Para uma visão bastante detalhada dos problemas na transição para novo modelo do setor elétrico, ver Bielchowsky (1999).

---

de transição seria curto e, portanto, caberia ao Estado fortalecer sua capacidade regulatória e de implementação do Programa Nacional de Desestatização (PND), em vez de realizar os investimentos que, esperava-se, seriam feitos pela iniciativa privada quando os primeiros sinais e estímulos de abertura do mercado fossem dados pelo governo.

O problema é que, ao mesmo tempo que o Estado não mais podia e/ou não priorizava novos investimentos em geração, o rápido crescimento da demanda vinha consumindo o estoque de sobrecapacidade do sistema. Foi nesse momento que o governo adotou a estratégia de iniciar o cronograma de privatização pelo segmento de distribuição de energia. Por um lado, essa opção foi correta por dissipar os riscos de inadimplência nas transações de compra e venda de energia elétrica verificada no período estatal.<sup>4</sup> Por outro, a perda de *momentum* do programa de privatização fez com que, sem que tivesse condições de investir, o Estado mantivesse em suas mãos o segmento que deveria realizar os investimentos para a expansão do sistema. Isso criou uma fonte de incerteza sobre os rumos e o ritmo de abertura do setor e desencorajou novos investimentos privados. De fato, como o porte das empresas estatais é muito grande – somente Furnas concentrará 19,6% da energia colocada no mercado em 2001 –, a definição dessas variáveis é fundamental para o setor privado estimar o seu risco.

Por fim, as dificuldades referentes à implementação de um novo modelo, com base na competição e em investimentos privados, juntamente com as características hídricas absolutamente originais do parque gerador brasileiro em relação ao resto do mundo, talvez tenham sido inicialmente subestimadas, o que acabou se refletindo em um baixo patamar de investimentos estatais no período de transição.<sup>5</sup> Caso a complexidade do novo modelo tivesse sido percebida anteriormente, o governo poderia ter elaborado um programa estatal de investimentos até que a transição tivesse sido finalizada.<sup>6</sup>

A experiência recente de aplicação do novo modelo no setor elétrico brasileiro, em paralelo à privatização, tem acentuado a necessidade de um aprendizado regulatório constante, baseado em “tentativa e erro”, e, por conseguinte, de um ritmo de introdução de reformas mais lento do que o necessário, visando acompanhar as variáveis de demanda da economia brasileira.

---

4 A trajetória de transações de compra e venda de energia elétrica do período estatal foi pautada pela inobservância do cumprimento financeiro desses compromissos e, somente em 1993, foi estabelecida a obrigatoriedade contratual para a realização dessas transações. Não sem surpresa, a história do setor foi marcada pela existência de dívidas setoriais expressivas, tais como as que originaram um grande encontro de contas, com os contribuintes assumindo uma dívida intra-setorial de cerca de US\$ 23 bilhões, em 1993 [Pires (2000a)].

5 As características peculiares do setor elétrico brasileiro serão discutidas mais adiante.

6 Em que pese a estratégia de priorizar a privatização, os únicos acréscimos de capacidade de geração verificados no período foram feitos pelo Estado em parceria com a iniciativa privada, tal como a usina de Serra de Mesa [Bielchowsky (1999)].

---

O fato de as regras definitivas do modelo, tais como as de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE), e a tarifação do uso das linhas de transmissão, por exemplo, só terem sido definidas cinco anos após o início da privatização não cria sinais, em tempo adequado, para estimular a realização de novos investimentos privados.

## **5.2. Os Riscos Regulatórios do Novo Modelo**

A segunda razão para o atual nível de risco de déficit de energia se deve ao fato de os investimentos privados não terem se realizado no montante necessário, em face da existência de riscos regulatórios para os geradores privados, especialmente os térmicos. Em linhas gerais, a questão central se refere às dificuldades, em razão da especificidade do modelo brasileiro em relação aos demais países, de se viabilizarem investimentos térmicos, sob a ótica privada, num sistema de geração eminentemente hídrico e de regularização plurianual. Em outras palavras, as regras de funcionamento do novo modelo, construídas com o objetivo de conciliar aspectos de coordenação com os de competição para preservar a forma básica de funcionamento do sistema hídrico brasileiro, impõem riscos significativos para os investidores privados em usinas termelétricas.

Como visto anteriormente, no modelo de geração brasileiro, a hidroeletricidade representa cerca de 95% do total da geração bruta anual e a geração térmica possui a função de complementaridade nas situações de pico do sistema. Como as bacias hídricas apresentam uma característica de grande diversidade pluviométrica, ocasiona-se uma situação na qual a coordenação (ou despacho) da operação é a forma mais adequada para otimizar a operação do sistema elétrico. Em outras palavras, a utilização planejada da água das diversas usinas, com base em seu custo de oportunidade (definido em função da probabilidade de vertimentos no futuro), faz com que o país tenha um ganho energético significativo no médio e no longo prazos.<sup>7</sup>

Para preservar essas características, a nova modelagem do setor elétrico criou a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com a missão de efetuar, de forma centralizada, o despacho coordenado do sistema, concomitantemente com a inauguração do mercado competitivo de energia, no âmbito do MAE. Dessa forma, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que remunera as usinas hidrelétricas de acordo com a energia firme que cada uma colocar em disponibilidade para o sistema, independentemente se são ou não despachadas,

---

<sup>7</sup> Essa foi a filosofia que norteou o funcionamento do sistema elétrico brasileiro. Caso os investimentos em usinas hidrelétricas acompanhassem o crescimento projetado da demanda e as reservas de cada usina individual fossem utilizadas com base em um modelo probabilístico para garantir níveis ótimos de utilização, o risco teórico de déficit de energia tenderia a se manter em níveis irrisórios.

---

justamente com o objetivo de preservar a operação coordenada do sistema.<sup>8</sup>

Mas é exatamente nesse ponto que aparecem os riscos para os novos geradores privados de origem térmica. Ainda segundo essa ótica de preservação do despacho coordenado do sistema, foi determinado que os novos empreendimentos de geração térmica poderão ocorrer sob duas modalidades operacionais, por meio de usinas flexíveis ou inflexíveis. As primeiras atuam em complementaridade ao modelo hídrico centralizado, geralmente em períodos de ponta do sistema, sendo previsível que apenas os proprietários de usinas hidrelétricas as construam, tendo em vista o seu caráter de *apêndice* do sistema. Essa característica oferece baixo estímulo para o produtor independente privado, visto que não terá autonomia decisória sobre sua unidade produtiva.

Já as usinas inflexíveis são despachadas independentemente da disponibilidade de energia no sistema hidráulico, mas operarão com regras de bastante incerteza no MAE.<sup>9</sup> Em primeiro lugar, o gerador térmico estará concorrendo em desvantagem competitiva por possuir um diferencial de custo superior ao parque hídrico já instalado. Em segundo lugar, atuará num contexto de aumento significativo dos riscos associados ao negócio da venda de energia elétrica. No que se refere à comercialização, por exemplo, todo o risco pelo não-atendimento, salvo em situações de racionamento, recai sobre o gerador pois, segundo as regras do MAE, o gerador térmico deverá honrar seus compromissos recorrendo ao mercado *spot* no caso de uma saída forçada para manutenção, expondo-se, assim, aos riscos provenientes de uma elevada variabilidade do custo marginal de operação do sistema elétrico brasileiro.<sup>10,11</sup>

Por fim, quanto aos geradores privados de usinas hidrelétricas, poder-se-ia ressaltar dois riscos principais. O primeiro é de natureza ambiental e está relacionado à imprevisibilidade do licenciamento, o que alonga os prazos entre as tomadas de decisão e a realização desses investimentos, prejudicando a concretização de seu financiamento. O segundo se refere ao uso múltiplo da água, que deverá gerar menor disponibilidade das reservas existentes para a geração hidrelétrica, tendo em vista

---

8 A idéia básica é que, como poderão existir casos em que um gerador declare uma certa disponibilidade de energia, apenas parte dela seja despachada pelo ONS em nome da otimização da operação discutida anteriormente. Para que nenhum gerador seja prejudicado por ajudar a preservar o nível adequado das reservas de água, foi criado o MRE, que compartilha os riscos entre as usinas hidrelétricas. Para maiores detalhes, ver Pires (2000b).

9 O MAE poderá receber contratos de longo prazo ou *spot* e terá um acréscimo anual, a partir de 2003, de 25% dos atuais volumes de energia fornecidos pelos recentes contratos de suprimento celebrados entre as geradoras e distribuidoras (contratos iniciais).

10 Visando atenuar esse problema, a Petrobras se dispõe a repassar para o gerador térmico, no caso de falha de fornecimento do gás natural, o montante financeiro equivalente à compra da energia substituta no mercado *spot*, no valor-teto até R\$ 200.

11 Outra dificuldade adicional se refere à negociação de insumos, em especial o gás natural (GN), e será discutida mais adiante.

---

seu uso concorrente para irrigação e saneamento básico, a serem definidos pelos comitês de bacias hídricas, sob a coordenação da recém-criada Agência Nacional das Águas (ANA).<sup>12</sup> Em particular, esse risco tende a ser mitigado com o desenvolvimento do marco regulatório do setor de saneamento básico.

### **5.3. Falta de Articulação das Reformas do Setor Energético**

A terceira razão para o risco de déficit está relacionada à ausência de uma articulação entre as reformas dos diferentes segmentos do setor energético – energia elétrica, gás natural e petróleo. Em que pese essas reformas estarem intrinsecamente relacionadas, a liberalização desses mercados está ocorrendo de forma fragmentada e vem sendo conduzida por diferentes instituições, com pouca articulação entre elas, seja no âmbito federal (Aneel e ANP) ou estadual, quando existem agências reguladoras da atividade de distribuição do gás natural.

Diversas dificuldades poderiam ter sido mitigadas caso tivesse havido um planejamento da condução das reformas nesses segmentos, evitando-se os atuais e os possíveis problemas futuros, que aparecem inter-relacionados entre si, tais como: a) falta de transparência de custos do GN e a presença de poder de mercado em diversos segmentos, em especial no setor de transporte de gás natural; b) ausência de um programa de expansão do mercado de exploração e distribuição de GN; e c) incompatibilidade dos critérios de reajuste dos preços do gás natural com aqueles praticados no setor de energia elétrica.

Em primeiro lugar, as reservas de GN existentes em território nacional são controladas pela Petrobras, que as explora, em grande parte, de forma associada ao petróleo e detém, também, o controle do transporte do GN importado. Enquanto isso, o mercado *downstream* é bastante incipiente e controlado por monopólios regionais, cuja jurisdição regulatória é dos estados da Federação.<sup>13</sup>

---

12 Adicionado a riscos de natureza ambiental, a indefinição a respeito do valor do uso da água pode ser uma das explicações para a desistência dos participantes no leilão da Cesp em 8 de dezembro de 2000.

13 Embora a participação da iniciativa privada seja recente no setor de gás natural, pode-se verificar movimentos de integração vertical e de concentração de mercado. No que se refere à integração vertical, por exemplo, a British Gas e a Shell, co-proprietárias do gasoduto Bolívia-Brasil, são acionistas da Comgás, maior distribuidora de gás natural do país, assim como outros acionistas do gasoduto – a Enron e a Petrobras – já dispõem de participação acionária em diversas distribuidoras de gás natural nos estados do Nordeste. No que tange à concentração do mercado, esses acionistas possuem, em conjunto, cerca de 67% de *market-share* de distribuição de gás natural: British Gas (20%), Enron (20%), BR Distribuidora (20%) e Shell (7%) [Pires (2000a)]. Para uma visão dos riscos de uma concentração vertical no setor de gás natural, em especial se concretizada a intenção da Petrobras de adquirir o percentual de participação da Enron na Gaspart, ver Rodrigues e Faria (2001).

---

Como se pode observar, estão ausentes diversas condições para o desenvolvimento de um mercado atacadista do combustível-base para a alimentação das usinas térmicas privadas, ausências essas decorrentes do controle de diversos segmentos da cadeia produtiva por um mesmo agente. O fornecimento do GN em bases competitivas e a necessária transparência sobre seus custos dependem da rápida adoção de regras que disciplinem a propriedade cruzada e o livre acesso ao segmento de transporte de gás natural. Caso contrário, a presença de um mesmo grupo acionário nos segmentos de exploração, transporte e distribuição do gás natural pode resultar em concentração desse mercado, com o conseqüente risco de abuso de posição dominante, resultando na imposição de práticas discriminatórias contra os demais agentes.

Em segundo lugar, muito embora o GN desempenhe papel-chave para o sucesso do novo modelo do setor elétrico – as expectativas eram de que a iniciativa privada efetuassem a expansão do parque gerador por meio de sua utilização, em virtude de os aproveitamentos hídricos envolverem maiores riscos ambientais e prazos de maturação –, o Brasil é fortemente dependente de importações desse insumo – mesmo considerando as eventuais descobertas de reservas associadas ao petróleo –, estando sujeito aos impactos da elevação do preço do GN importado, tal como ocorreu em razão da desvalorização cambial no início de 1999.<sup>14</sup>

Dessa forma, ainda está em fase de implantação a infraestrutura de redes necessária para conectar os consumidores potenciais e as regiões de produção dessa matéria-prima (redes de transporte e de distribuição e, eventualmente, terminais de envio e recepção de GN liquefeito). Muito embora o gasoduto Bolívia-Brasil tenha viabilizado o transporte do GN para o mercado brasileiro, a ausência de redes de distribuição – de responsabilidade de empresas estaduais – em extensão suficiente para permitir uma capilaridade na exploração dessa atividade fez com que o gargalo do setor fosse transferido do segmento de transporte para o de distribuição final do GN.

Com isso, as receitas desse segmento ficaram concentradas nos eventuais geradores térmicos, que irão pagar um preço para o GN importado que poderia ser menor caso houvesse uma demanda mais generalizada para o produto. Deve-se frisar, inclusive, que as baixas margens do segmento de distribuição, aliadas ao longo tempo de maturação dos investimentos para captação do consumidor industrial, têm gerado tentativas de negociação, junto à Gaspetro, para a revisão das quantidades de gás natural previstas nos contratos de fornecimento do combustível.

---

14 Cabe lembrar que a desvalorização cambial afetou também os custos de importação de equipamentos para geração térmica. Adicionalmente, o mercado de turbinas a gás está superaquecido, o que pode representar mais um elemento de dificuldades para a geração térmica no curto prazo [*Revista Brasil Energia* (1999)].

---

Em terceiro lugar, o descasamento de periodicidade da variação do preço do combustível e da energia gerada se constitui também como um fator de incerteza, o que tem ocasionado a eventual paralisação das decisões de investir da iniciativa privada. Muito embora a Gaspetro tenha garantido a compra do GN explorado na Bolívia por meio de contratos de longo prazo, as condições de negociação das necessidades de suprimento de energia por parte dos geradores são bastante desvantajosas, aumentando os riscos de seu negócio, que, como visto, se depara hoje com um mercado de gás bastante concentrado, pois o segmento de transporte está em poder da Gaspetro e o de distribuição em poder de monopólios estaduais.

Por fim, os prazos contratuais exigidos pela Gaspetro para venda do gás – 20 anos – trazem sérias implicações para o modelo competitivo nos segmentos de energia elétrica e de GN, mostrando um descompasso entre a liberalização desses dois mercados. De fato, a existência de contratos de prazos tão longos, além de inibir a competição no mercado atacadista de energia, garante um *market-share* para a Petrobras, no segmento de transporte de GN, de difícil reversão. Sensível a essa questão, a Petrobras passou a permitir a revisão contratual a cada três anos, de forma a manter a competitividade da térmica à GN.

## **6. As Medidas Adotadas pelo Governo Federal**

### **6.1. O Programa Emergencial**

Tendo em vista a iminência de problemas no fornecimento de energia no período 2001-2003, em especial na Região Sudeste, o governo federal criou, em setembro de 1999, um plano emergencial de estímulo à construção de usinas termelétricas identificáveis como prioritárias pelo Ministério das Minas e Energia (MME). Essa iniciativa objetiva reduzir as incertezas e evitar, assim, prejuízo para as decisões de investimento do setor privado.

Inicialmente, pretendia-se que a Eletrobrás assumisse o papel de compradora de última instância da energia gerada por essas novas térmicas. No entanto, para sua viabilização, torna-se necessária a autorização legal, conforme item do Projeto de Lei 2.905/99, em tramitação no Congresso, e a superação de algumas resistências, dentre elas a de acionistas minoritários da Eletrobrás, receosos de eventuais impactos negativos.

Assim, o governo federal, por meio da ação articulada do MME, da Aneel, da Petrobras e do BNDES, adotou, em 1999, um conjunto de ações com o objetivo de viabilizar a construção emergencial de 49 usinas térmicas, que acresceriam cerca de 17



---

GW – ampliação de quase 25% – à capacidade nacional instalada de energia elétrica.<sup>15</sup> Em linhas gerais, as medidas foram as seguintes:

a) Redução do preço médio do GN destinado à geração termelétrica, em níveis inferiores aos cobrados dos demais consumidores de GN. A Portaria MME nº 215/2000 estabeleceu duas alternativas de preços para o GN: i) US\$ 2,26/MMBTU, convertido para real e reajustado trimestralmente de acordo com a variação de uma cesta de óleos definida pelo governo, vindo a representar um *mix* de preços entre o GN nacional e o importado da Bolívia, 1/3 e 2/3, respectivamente, sendo diferenciado regionalmente; e ii) US\$ 2,475/MMBTU, acompanhando a variação cambial e reajustado anualmente pela inflação norte-americana.

b) Definição de contratos de longo prazo (20 anos) entre a Gaspetro e as térmicas. Esses contratos seriam nas modalidades *take or pay* e *ship or pay*, pelas quais, respectivamente, o operador da usina contrata um volume de GN suficiente para fazê-la funcionar durante 70% do tempo útil e paga o transporte do GN durante 95% do tempo útil teórico de funcionamento da usina, mesmo se a mesma não estiver operando.<sup>16</sup>

c) Financiamento do BNDES, para as térmicas prioritárias, de até 80% do valor do empreendimento, com juros de até 2,5% a.a., mais um *spread* entre 1% a 2,5% a.a. para a aquisição dos equipamentos, além da correção pela taxa de juros de longo prazo (TJLP).<sup>17</sup>

d) Definição de valor normativo (VN) para a energia gerada, com base em equação financeira que viabilize os novos investimentos em geração térmica. O reajuste do valor normativo é anual e reflete a variação de três fatores, cuja ponderação deve ser estabelecida entre geradores e distribuidores e comunicada à Aneel. Os fatores são os seguintes: inflação medida pelo IGPM (fator *k1*); custo do combustível (fator *k2*); e cambial (fator *k3*).<sup>18</sup>

---

15 Instituído pela Portaria MME nº 43/99, o Programa Emergencial das Termelétricas identifica 49 projetos térmicos prioritários, sendo 43 direcionados ao consumo de GN como combustível – 11 em sistema de co-geração, 30 em sistemas de ciclo combinado e dois em ciclo simples. O prazo para funcionamento do total das usinas é o final de 2003. Desse total relacionado na portaria ministerial, Tourinho (2001) identifica 23 projetos como suficientes para preencher o hiato de 12 MW de capacidade instalada, superando os riscos de desabastecimento de energia elétrica.

16 Essas modalidades contratuais são usualmente adotadas no setor de GN, nas quais o consumidor, mediante a garantia de recebimento do insumo, adquire um volume predeterminado de GN (cláusula *take or pay*) e, ao mesmo tempo, paga pelo transporte do mesmo (cláusula *ship or pay*), independentemente de consumir ou não o GN contratado. No caso do gasoduto Bolívia-Brasil, o custo da matéria-prima e do transporte representam 40% e 60% do custo total do GN, respectivamente.

17 Na prática, o percentual de participação total do BNDES nos projetos deverá ser de 30% a 40%, em virtude das limitações para o financiamento de importação das máquinas e equipamentos necessários ao funcionamento dessas usinas térmicas.

18 Ao mesmo tempo, o VN representa um limite máximo para repasse de preços ao consumidor final, visando estimular a compra eficiente de energia por parte das distribuidoras no mercado atacadista. Os preços de venda dessa energia são liberados, mas as distribuidoras de eletricidade só podem repassar às tarifas cobradas ao consumidor até 105% do VN.

---

e) Compensação financeira, a ser definida, para as usinas termelétricas que anteciparem a operação para 2001, em ciclo simples.

A despeito desse conjunto de incentivos, a iniciativa privada não correspondeu, ao longo de quase 18 meses após a criação do programa, de forma favorável à iniciativa do governo, visto que a grande maioria desses projetos ainda não foi iniciada. Apesar da definição do preço do GN e das alternativas de financiamento criadas pelo BNDES, o governo não está conseguindo estimular os empresários a realizarem os projetos. Eles reivindicam três garantias adicionais em relação ao fornecimento do combustível, de forma a atenuar as incertezas que paralisam sua decisão de investir, quais sejam:

a) indexação do valor normativo à variação do dólar;

b) garantia de venda da energia térmica gerada, na proporção definida nos contratos com a distribuidora de GN/Gaspetro para *take or pay* ou *ship or pay*;<sup>19</sup> e

c) redução dos prazos dos contratos de fornecimento com a distribuidora de GN/Gaspetro.

A primeira medida, na ótica das empresas, seria necessária para compatibilizar os prazos de reajuste das tarifas da energia gerada – de periodicidade anual – com os do insumo (GN), cuja variação – mensal ou trimestral – acompanha a do dólar e da cesta de óleos (ver Gráfico 10). Alega-se que esse descasamento impede a realização de contratos entre as distribuidoras e os investidores de térmicas a GN, visto que as distribuidoras não iriam querer adquirir a energia dos geradores com cláusulas de reajuste de preços incompatíveis com os que pudessem praticar no mercado. Por outro lado, essa seria a única situação contratual que evitaria perdas de fluxos de caixa por parte dos geradores no caso de o preço do GN se elevar. Adicionalmente, como a variação cambial no VN é medida pontualmente, poderá ocorrer uma variação negativa nesse fator, que permanecerá até o próximo reajuste, o que tem estimulado a tentativa de constituição de um fundo cambial cotizado entre os investidores, visando absorver o impacto da variação cambial nos empreendimentos.<sup>20</sup>

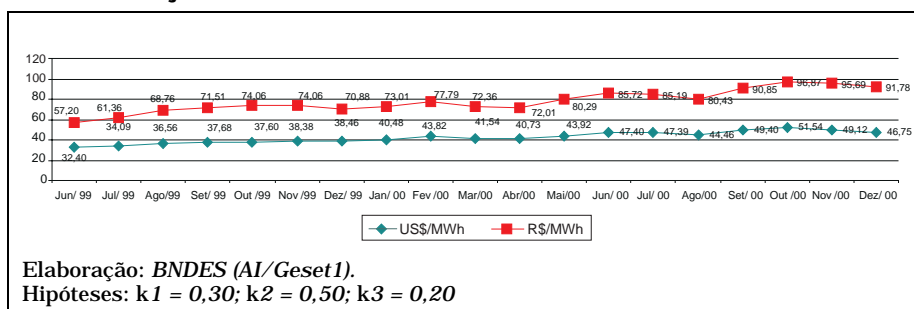
Em razão disso, os empresários estão reivindicando a garantia do repasse automático dos custos para as tarifas. Em-

---

19 Para uma visão mais detalhada do Programa Emergencial, ver MME (1999). Para uma discussão sobre seus principais problemas, ver, também, Pires (2000b).

20 Em fevereiro de 2001, a Aneel efetuou a adequação do VN, estabelecido em junho de 1999 (Resolução 233/99), às condições de contratação do GN e à evolução dos custos de geração em geral, fazendo com que fosse reposicionado de US\$ 32,40 (R\$ 57,20/MWh) para US\$ 36,85 (R\$ 72,35/MWh), no caso da energia competitiva [Anel (2001)]. Esse novo valor gerou um fator adicional de incertezas no mercado, pois, segundo os potenciais investidores, seria insuficiente para garantir uma remuneração adequada para os novos projetos, principalmente em função dos custos de aquisição do GN [Gazeta Mercantil, 8 de agosto de 2001].

**Gráfico 10**  
**Variação do Valor Normativo – Jun./99-Dez./2000**



bora possa vir a viabilizar o programa das térmicas, deve-se ter em conta que o atendimento dessa reivindicação significa, na prática, a adoção da dolarização de parte do *mix* de custos das distribuidoras – referente à energia gerada com base nessas novas térmicas –, trazendo impactos indesejáveis para os consumidores e implicações para o programa de estabilização econômica.

A segunda medida seria necessária para evitar perdas para os geradores inflexíveis, visto que os volumes de GN a serem contratados com a Gaspetro fariam com que esses empresários tivessem que pagar pelo insumo (custos de transporte e da matéria-prima) no montante equivalente ao funcionamento ininterrupto de 85% do tempo útil da usina. No entanto, as térmicas só podem funcionar, em regime inflexível, cerca de 70% do tempo útil, devido à necessidade de interrupções programadas para manutenção, tendo que recorrer ao mercado *spot* para fornecer a energia nos momentos em que precisa interromper a produção para manutenção.<sup>21</sup>

A terceira medida começa a ser revertida pela Petrobras, tal como já citado anteriormente: a revisão contratual dos prazos com as distribuidoras de GN, o que permitirá que o mesmo seja feito entre estas e os geradores térmicos.

No entanto, permanece um outro problema, desta feita relacionado à outra ponta do mercado dos produtores independentes interessados em construir novas usinas térmicas. Muito embora o fechamento de contratos prévios de fornecimento com distribuidoras (ou grandes consumidores) seja importante para a montagem dos *project finance* para a construção das novas usinas, os compradores se mostram cautelosos no fechamento de contratos com os novos geradores. A razão é que acreditam que o valor da energia nova estará em patamar mais alto do que eventuais aquisições de energia no mercado *spot*, apostando que poderão obter um *mix* de preços inferior das geradoras já instaladas, de base hídrica.

21 Outro fator de risco adicional é provocado pelo fato de o gerador ter que pagar pelo transporte e pelo custo da matéria-prima mesmo quando não estiver operando, período em que terá, inclusive, que recorrer ao MAE para honrar a energia que se comprometeu a fornecer às distribuidoras, na outra ponta do mercado.

---

Deve-se observar que esse comportamento se verifica mesmo com o esperado aumento do valor da energia velha quando da liberação progressiva dos volumes definidos nos contratos iniciais, a serem negociados no mercado livre. Em particular, no caso das distribuidoras, a incerteza quanto ao tamanho de seu mercado consumidor, tendo em vista a liberalização do mercado, também explicaria a resistência em fechar contratos em até 85% de suas necessidades de fornecimento, conforme exigência da Aneel.

## 6.2. Outras Medidas

Apesar dos impasses discutidos anteriormente, realizou-se, até agosto de 2000, a licitação de três aproveitamentos hidrelétricos, que terão a capacidade total instalada de 937 MW, e 16 autorizações para a operação de usinas térmicas, de pequeno porte, a entrarem em operação até 2003, com a capacidade total de 5,7 MW. A grande maioria desses projetos térmicos conta com a participação da Petrobras, que, através da constituição de sociedades de propósito específico (SPC), atua como atenuadora de riscos do empreendimento, por ser detentora do insumo.

Concomitantemente, foi adotado um programa de estímulo à geração de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), cujos projetos poderão contar com o suporte financeiro do BNDES. Para que o programa se efetive, no entanto, existe a necessidade da superação, que parece ser iminente, da limitação estabelecida pela Resolução Bacen nº 2.668, que impede as instituições financeiras de aceitarem garantias de empresa pública, visto que a garantia do BNDES será o fluxo de receitas dos contratos de compra de energia, dada pela Eletrobrás.

A estatal se compromete a exercer, nos próximos três anos, o papel de compradora de última instância da energia produzida por essas PCHs, no limite até 1.200 MW – em três parcelas anuais de 400 MW –, comercializando essa energia no MAE. Para estimular os investimentos dessas usinas, a Eletrobrás remunerará os produtores independentes pelo valor de R\$ 72,35 MWh (VN da energia competitiva) e mais o que for eventualmente arrecadado na venda dessa energia no mercado *spot*.<sup>22</sup> Caso sejam implementados todos os investimentos em PCH previstos pela Aneel, até 2003 seriam construídas 106 usinas, ampliando para 2.000 MW a capacidade instalada de PCH no Brasil [Gazeta Mercantil, 24-25 de fevereiro de 2001].

---

22 O repasse dos eventuais ganhos que a Eletrobrás venha a obter no mercado *spot* com a venda dessa energia visa superar a resistência desses produtores independentes ao fato de serem remunerados por um VN inferior ao estabelecido pela Aneel para a geração de PCH (R\$ 85/MWh). A Eletrobrás alega que, caso pagasse esse preço, teria dificuldades de repassar essa energia no mercado livre. De fato, o VN sinalizado para contratos bilaterais com as distribuidoras é justamente o que foi acertado para a remuneração dos geradores de PCH. Caso sejam implementados todos os investimentos em PCH previstos pela Aneel, até 2003 seriam construídas 106 usinas, ampliando para 2.000 MW a capacidade instalada de PCH no Brasil [Gazeta Mercantil, 24-25 de fevereiro 2001].

Outras alternativas emergenciais adotadas, tendo em vista que esses projetos requerem prazos de maturação que superam o período crítico de risco de déficit, foram a autorização da importação de blocos de energia – que será discutida mais adiante – e a antecipação da entrada em funcionamento de algumas usinas hidrelétricas – por exemplo, a de Itá (1.450 MW), explorada pela Gerasul (Tractebel), em Santa Catarina.

Por sua vez, a definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão permitiu dar início ao processo de licitação de uma série de projetos de construção de linhas de transmissão. De fato, a partir da licitação de novas linhas por parte da Aneel, está prevista a construção de novas linhas de transmissão e de subestações, que totalizarão cerca de 5.000 km de extensão por todo o Brasil, com investimentos estimados de R\$ 4,5 bilhões. A Tabela 6 mostra as licitações mais expressivas realizadas nos anos de 2000 e 2001, que foram vencidas por grandes construtoras brasileiras, em alguns casos associadas com congêneres internacionais.

**Tabela 6**  
**Principais Licitações Realizadas para Construção de Novas Linhas de Transmissão**

<i>Projeto de Expansão</i>	<i>Extensão das Linhas de Transmissão (em km)</i>	<i>Nome do Consórcio Vencedor</i>	<i>Nacionalidade</i>
Interligação Norte-Sul II	1.278	Nova Trans Energia	Brasil-Argentina
Expansão Norte-Sul II	575	Expansão	Brasil-França-Espanha
Interligação Sudeste-Nordeste	1.050	TSN	Brasil-Argentina
Expansão interligação Sul-Sudeste	328	Furnas	Brasil
Tucuruí-Vila do Conde/Pará	323	TUC 2001	Brasil
Interligação Norte-Nordeste	920	TUC 2001	Brasil
Total de Linhas (em km)	4.474		

Fonte: Aneel (fevereiro de 2001).

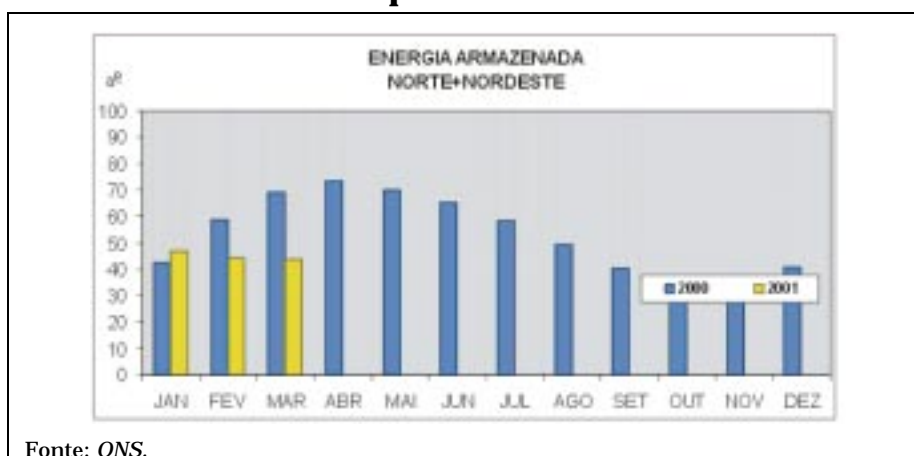
## **7. Perspectivas e Proposições de Políticas**

Apesar das medidas alternativas que vêm sendo adotadas, o somatório de fatores, representados pela indefinição na implementação dos novos projetos térmicos (soluções de curto prazo) e pelo fato de as precipitações de chuva em janeiro de 2001 terem sido menores do que habitualmente – janeiro e fevereiro compõem 55% da precipitação pluviométrica média da temporada úmida –, reverteu o clima de relativo otimismo que se vivia no final de 2000 em relação à redução dos riscos de racionamento nas regiões Sudeste e Nordeste do país.

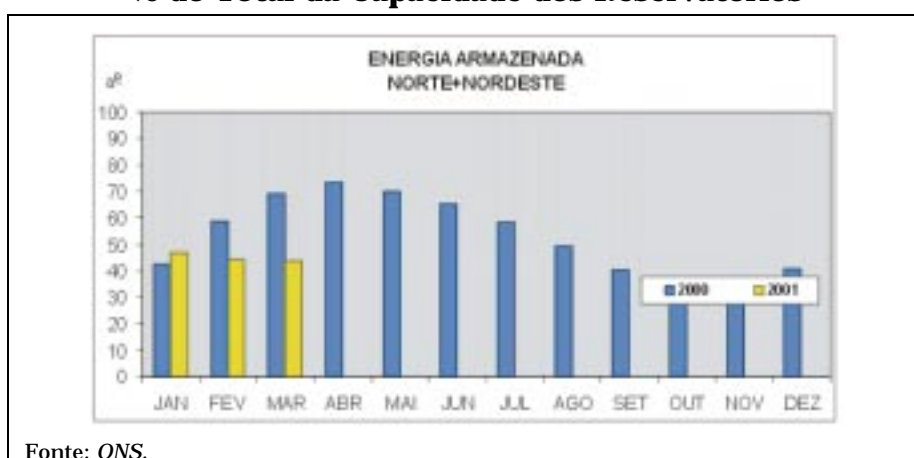
Em particular, os reservatórios das principais hidrelétricas que abastecem a região Sudeste atingiram 31% de sua capacidade em janeiro, criando uma excessiva dependência de fatores

aleatórios (tais como foram as chuvas de outubro de 2000) para evitar efeitos indesejáveis no centro econômico do país. Os Gráficos 11 e 12 mostram a evolução da energia armazenada nos reservatórios do Sul e do Sudeste.<sup>23</sup>

**Gráfico 11**  
**Energia Armazenada – Sul mais Sudeste**  
**% do Total da Capacidade dos Reservatórios**



**Gráfico 12**  
**Energia Armazenada – Norte mais Nordeste**  
**% do Total da Capacidade dos Reservatórios**



A necessidade de busca de soluções emergenciais de curto prazo para que sejam superadas as dificuldades atuais, provocadas pelas razões elencadas no diagnóstico feito em seção anterior, irá requerer a adoção articulada de um conjunto de políticas nos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo que busquem soluções permanentes pelo lado da oferta e da demanda de energia elétrica e, em particular, sejam capazes de estimular uma

<sup>23</sup> Muito embora somente em abril de 2001, no final do período chuvoso, seja possível precisar o estoque de energia disponível para o período de estiagem, o ONS prevê a necessidade de que o volume de chuvas nas bacias dos principais rios da região seja equivalente a 85% da média histórica, superior aos 80% projetados em dezembro de 2000 [Gazeta Mercantil, 16-18 de fevereiro de 2001].

---

rápida resposta da iniciativa privada para a realização dos investimentos de geração e de transmissão de energia elétrica.

*Desenvolver uma Ação Institucional Articulada em todo o Setor Energético*

A análise anterior permitiu inferir que boa parte do risco atual de racionamento de energia elétrica foi gerado pela ausência de uma ação institucional articulada em todo o setor energético. Essa necessidade vem sendo verificada também em outros países, como, por exemplo, no Reino Unido, onde os órgãos reguladores dos setores de gás natural e de energia elétrica se fundiram para fazer frente aos desafios crescentes verificados nesses dois segmentos, cada vez mais interdependentes.

No caso brasileiro, a recente atuação do Conselho Nacional de Política Energética, que reúne os principais *policy makers* do setor energético, deve ser estimulada visando desenvolver esforços interativos em toda a cadeia energética para a promoção da liberalização e do aumento da oferta em todos os segmentos dessa cadeia no Brasil.

*Reduzir o Risco Cambial das Unidades Térmicas*

No que diz respeito à expansão da oferta de energia elétrica, a implantação de unidades térmicas torna-se a principal alternativa disponível de curto prazo. Para a viabilização desses investimentos, entretanto, algumas questões precisam ser superadas para dirimir as incertezas dos investidores, envolvendo, de forma concomitante, a cadeia de energia elétrica e de gás natural.

Dessa forma, a adoção de mecanismos de redução do risco cambial para os projetos termelétricos implica a adequação dos critérios de reajuste dos preços do gás natural àqueles praticados no setor de energia elétrica, o que requer uma ação institucional articulada da Aneel, da ANP e dos órgãos reguladores estaduais da atividade de distribuição de GN.

Além do processo de discussão com a Petrobras para a definição do preço do GN, devem ser adotadas ações coordenadas visando à expansão do mercado de GN em bases competitivas. Nesse sentido, torna-se imprescindível o estímulo à ampliação da rede de distribuição do GN – para o que seria necessário, também, a flexibilização das normas do Bacen que impedem o financiamento de distribuidoras estaduais do produto –, contribuindo, inclusive, para reduzir o consumo de eletricidade nos horários de pico do sistema, desde que fosse desenvolvida uma política de preços relativos que induzisse o uso alternativo domiciliar e industrial do GN em relação à energia elétrica.

---

Concomitantemente, deve-se dar atenção especial à liberalização do segmento do transporte do gás, visando criar um mercado nacional para o produto.<sup>24</sup> Aliado a outras medidas regulatórias complementares, a liberalização traria, dentre outras, a vantagem de permitir a constituição de um mercado secundário do GN e serviria para atenuar os riscos dos produtores independentes de energia elétrica, que, num contexto adequado, poderiam revender eventuais excedentes no mercado *spot* de GN.

### *Eliminar as Restrições de Transmissão de Energia entre Submercados*

O aumento do número de licitações de linhas de transmissão, além daquelas já realizadas pela Aneel para a eliminação das restrições de transmissão entre submercados – atualmente definidos em quatro áreas distintas (Sul, Sudeste-Centro-Oeste, Norte e Nordeste) –, torna-se uma imposição para a otimização dos recursos hídricos nacionais, uma vez que dificultam sobremaneira a transferência de energia entre as regiões.<sup>25</sup>

Ao mesmo tempo, essa medida beneficiaria o investimento privado, visto que minimizaria o diferencial de preços entre esses submercados, o que ocasiona, na atualidade, um desincentivo para a instalação de plantas em mercados de hidrologia abundante contratadas para atender aos mercados saturados. Pelas regras atuais, a diferença de preços entre submercados cria uma exposição excessiva para o investidor, uma vez que ele poderá ter que assumir custos de transação não-previstos originalmente.<sup>26</sup>

Adicionalmente, o aumento do número de licitações de projetos acarretará o benefício de atenuar o alongamento dos prazos entre a tomada de decisão e a realização de investimentos em transmissão. Esse alongamento decorre da observância dos procedimentos necessários para o cumprimento das exigências da Lei de Concessões nos processos licitatórios feitos pela Aneel, que também ocorre para os projetos hidrelétricos. Essa nova

---

24 Tal deve ser impulsionado com o processo de consulta pública, recém-iniciado pela ANP, para estabelecer uma nova legislação sobre o transporte de GN, visando aprimorar a Portaria nº 169/98, que trata do livre acesso à rede de gasodutos existente ou a ser construída no Brasil.

25 Pode-se citar dois claros exemplos de como esses investimentos em linhas de transmissão permitem, por consequência, a melhoria das condições de interligação entre os sistemas Sul-Sudeste, atenuando o risco de déficit na região mais desenvolvida do país. O primeiro deles se refere ao fato ocorrido em outubro de 2000, e que se vem repetindo também no início de 2001, em que o subsistema de transmissão Sul verteu água pelos reservatórios – o MWh atingiu apenas R\$ 3 – e não pôde remeter energia para o Sudeste, onde o risco de déficit era alto (a margem dos reservatórios era de apenas 15% e o MWh atingiu R\$ 98), por falta de capacidade das linhas de transmissão. O segundo exemplo é o fato de o Brasil não estar podendo importar 1.000 MW da Argentina para atender também à Região Sudeste, em virtude de restrições do sistema de transmissão.

26 Analise-se o exemplo hipotético, somente para deixar a questão mais elucidativa, de um produtor independente que instale uma usina hidrelétrica no submercado da Região Norte e feche um contrato bilateral de suprimento com um grande consumidor do submercado da Região Sudeste por um valor de R\$ 30/MWh. Caso ocorra uma restrição de transmissão nesse último submercado e o consumidor tenha que ser atendido por uma usina térmica do próprio Sudeste, a preço de R\$ 100/MWh, o gerador hidrelétrico terá que assumir essa diferença (R\$ 70/MWh), pagando a fatura emitida pelo MAE.



---

realidade jurídica, diante da premência dos novos investimentos, justifica um aumento dos projetos ofertados em licitações tanto de geração hídrica quanto de transmissão de energia elétrica.

### *Aumentar Emergencialmente as Importações de Energia*

Outro aspecto relacionado à redução das restrições de transmissão e que deve ser ponderado com a situação das contas externas refere-se à opção de aumentar a importação de energia de países vizinhos, superavitários de energia, viabilizada economicamente pela elevação do risco de déficit, refletido nos patamares dos preços do MAE.

Dependendo da construção de linhas de transmissão que viabilizem o atendimento do mercado do Sudeste, a importação de energia pode ser feita por um custo inferior ao das novas térmicas. Entre os projetos solicitados e já aprovados pela Aneel, tem-se a importação de 1.000 MW de energia da Argentina. Considerando-se todas as possibilidades existentes, a partir dos pedidos de autorização feitos à agência, o total a ser importado nos próximos anos é bem expressivo, muito embora o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tenha estabelecido o limite de 3.000 MW para 2001.<sup>27</sup>

### *Sinalizar a Continuidade das Privatizações e da Abertura do Mercado*

A retomada e a possível conclusão da privatização das geradoras federais Furnas, Chesf e Eletronorte irão contribuir para reduzir as incertezas da iniciativa privada quanto a uma eventual solução de continuidade no modelo de privatização e na abertura do mercado de eletricidade brasileiro.

No entanto, é recomendável que a venda desses ativos seja acompanhada de duas medidas precautórias. A primeira é que a modelagem não comprometa os pilares do novo modelo do setor elétrico, mantendo-se a separação estrutural, de modo a evitar conflitos de interesses na gestão dos sistemas de transmissão, e os limites de *market-share* para se prevenir o exercício de poder de mercado. A segunda medida é que, como o Brasil está enfrentando um quadro de risco de escassez de oferta, seria interessante que os futuros contratos de concessão estabelecessem metas obrigatórias de expansão de capacidade, desde que submetida ao cumprimento da resolução regulatória de controle de poder de mercado. Isso sinalizaria para os agentes a impossibilidade de

---

27 Os países que têm intenção de exportar energia para o Brasil, cuja capacidade instalada aparece entre parênteses, além dos montantes atuais do excedente paraguaio de Itaipu e daqueles já exportados pela Argentina (1.000 MW), são os seguintes: Argentina (mais 4.000 MW), Venezuela (200 MW), Bolívia (150 MW) e Uruguai (70 MW). Existe, ainda, a possibilidade de o Paraguai vender para o Brasil o montante de energia que consome de Itaipu (400 MW).

---

especulação com uma possível escassez de energia, na hipótese de a empresa adotar uma “estratégia de espera”. Nesse caso, entretanto, a exigência de comprometimento teria naturalmente reflexo no preço de venda, bem como na tarifa que viabilizaria a equação financeira desejada.

### *Estimular a Criação de Mercados de Securitização*

O mercado de capitais brasileiro não apresenta uma oferta adequada de mecanismos de *hedge* para fazer frente aos riscos operacionais e de aquisição de insumos para a geração de energia elétrica. Muito embora seja esperada uma elevação na disponibilidade de opções desses serviços com a privatização do IRB, o poder público deve examinar a possibilidade de atenuar as imperfeições de mercado e incentivá-lo.

De fato, tal como observado em outros setores de atividade econômica, o mercado tem seus mecanismos de securitização e poderia caber ao Estado atuar como um *market maker*, lastreando e estimulando a constituição desse mercado e conciliando os interesses complementares das duas pontas, a saber: a de importador do gás, que teria a garantia de um teto para sua matéria-prima, e a de setores exportadores, que teriam interesse em assegurar um limite mínimo para a valorização do dólar.

Da mesma forma, existe a necessidade de constituição de mecanismos de *hedge* para os geradores, de forma a minimizar a exposição desses agentes às variações do mercado *spot*. Torna-se urgente o desenvolvimento de instrumentos de compartilhamento de riscos entre as partes seguradora e segurada que considerassem um número máximo de meses de cobertura e limites para a franquia, para a cobertura anual e para o preço do MAE e contribuísem, assim, para estimular os investimentos nesse segmento.<sup>28</sup>

### *Estimular a Autoprodução e a Co-Geração de Energia*

Por sua vez, o estímulo à autoprodução e à co-geração de energia elétrica por parte de grandes consumidores industriais de energia também tende a ser viabilizado pela elevação do custo marginal de expansão. Essa iniciativa tem o apoio da Fiesp, que em nota emitida em 10 de setembro de 2000 exorta seus associados a fazerem uso mais racional de energia e a realizarem projetos desse tipo.

Segundo levantamento da Eletrobrás, o país tem um potencial imediato de co-geração de 4,68 GW até 2003, o que representa um acréscimo de 7,2% da energia gerada atualmente (cerca de 65 GW). Esse potencial, localizado basicamente nos

---

28 Para um aprofundamento dessa discussão, ver Bom e Costa (2000).

---

setores de açúcar e álcool, papel e celulose, refino de petróleo, química e siderurgia, levou o MME e a Aneel a estenderem para os interessados em realizar esses projetos as mesmas condições previstas no programa emergencial discutidas anteriormente (*Broadcast*, 9 de outubro de 2000).

### *Estimular o Gerenciamento de Demanda*

Por fim, políticas de estímulo ao uso racional de energia poderiam ser complementares ao conjunto das medidas a serem adotadas. A Aneel poderia criar estímulos para as distribuidoras de energia elétrica mapearem os consumidores de suas áreas de atuação, visando à instalação de medidores digitais de consumo em tempo real que permitissem a adoção de políticas tarifárias que estimulassem a migração do consumo dos horários de ponta para os de fora de ponta. Com essa medida, a exemplo do que é feito atualmente com os consumidores industriais de grande porte, além de se melhorar a eficiência dos sistemas de distribuição – fortemente afetados em momentos de pico do sistema, conforme se observa principalmente no verão –, estariam se desenvolvendo mecanismos de aprendizado para o período posterior de liberalização do mercado cativo de eletricidade e se reduzindo as necessidades de carga máxima do sistema elétrico brasileiro.

## **8. Considerações Finais**

A economia brasileira apresenta perspectivas bastante favoráveis para a retomada de uma trajetória de crescimento econômico sustentado a partir do início da nova década, em função da consolidação do ajuste fiscal e do sistema de *inflation target* e da redução do risco-Brasil, com a adoção do regime de câmbio flutuante. Equacionados alguns dos principais problemas macroeconômicos que prejudicaram o país nos últimos 20 anos, resta saber se as condições de oferta da economia permitirão uma expansão do PIB acima do ritmo de 4,5% nos próximos anos.

Apesar de o setor de energia elétrica vir passando por profundas modificações nos últimos seis anos, em prol do estabelecimento de um regime competitivo no qual a iniciativa privada seja o dínamo condutor da expansão e modernização do parque instalado, os investimentos não vêm ocorrendo na proporção desejada, em que pese o mercado brasileiro, em tese, ser muito atraente, em razão do comportamento, tanto histórico quanto previsto, das taxas de crescimento da demanda dos serviços, sempre superiores à da economia.<sup>29</sup>

---

29 Conforme apurado por Ferreira (2000), estudo feito por DRI/McGraw Hill classifica o Brasil como o país mais atraente para investimentos no setor elétrico, em virtude do aumento esperado da demanda.

---

Esse problema decorre de dificuldades na transição do modelo público para o privado, tendo em vista a gigantesca tarefa de reformar, em bases competitivas, um sistema elétrico com características tão peculiares como o brasileiro, e da falta de articulação entre as reformas dos setores de petróleo, energia elétrica e gás natural. Adicionalmente, a inexistência de reservas suficientes de gás natural, diferentemente do caso dos países onde as reformas vêm sendo bem-sucedidas, o descasamento dos critérios dos reajustes dos preços praticados no setor elétrico e no de GN e, para agravar, a desvalorização cambial de 1999 geraram uma situação de paralisia de investimentos que vem sendo alvo de intensa preocupação e de adoção de medidas emergenciais por parte das autoridades setoriais.

As dificuldades de constituir estímulos adequados para atenuar os riscos privados, aliadas à excessiva dependência da melhoria das condições pluviométricas para se evitar o racionamento de energia nas condições atuais do sistema, impõem a necessidade de uma ação integrada em todo o setor energético. Tal ação visaria encorajar a adoção de *hedge* operacional e de soluções de preço para a aquisição do gás natural por parte dos geradores térmicos, superar as restrições de transmissão e estimular a co-geração, a autoprodução e o uso racional de energia.

Além disso, a garantia de uma situação favorável de oferta de energia elétrica deve vir acompanhada da resolução dos gargalos que impedem a conclusão das reformas do setor. Essa resolução fortaleceria o modelo competitivo nos segmentos de petróleo, gás natural e de energia elétrica, cujas evoluções, cada vez mais interdependentes, mostram como é imprescindível uma ação regulatória articulada em todo o setor energético.<sup>30</sup>

## **Apêndice. O Setor Elétrico Brasileiro e o Caso da Califórnia**

Os graves problemas atravessados pelo setor elétrico da Califórnia, que praticamente entrou em colapso desde o verão de 2000, vêm ocupando as manchetes de todos os jornais, não só pela sua importância na economia dos Estados Unidos, mas também por ter sido o primeiro estado norte-americano a estabelecer a opção, para todos os consumidores, de escolha de seu fornecedor de energia elétrica, nos moldes do adotado em alguns outros países, tais como o Reino Unido, a Austrália, a Noruega e a Nova Zelândia.

---

30 Nos últimos meses, em face dos problemas verificados na Califórnia, parte dos críticos da privatização tem argumentado a necessidade de se repensar a continuidade do programa, tendo em vista os riscos da reprodução dessa crise no Brasil. Dada a inegável importância do assunto, e embora o tema fuja aos limites do presente trabalho, optou-se por fazer em apêndice, a seguir, alguns comentários a respeito dos atuais problemas energéticos sofridos pela Califórnia.

---

O colapso no funcionamento do novo mercado de energia da Califórnia – denotado pelos constantes blecautes, racionamentos e insolvência financeira das duas principais distribuidoras de energia (South California Edison e a Pacific Gas & Electric) – tem tido interpretações diferenciadas dos especialistas setoriais. Uma parte deles, principalmente norte-americanos, atribui os problemas a uma liberalização parcial, ou rerregulamentação, acreditando que somente uma ampla desregulamentação poderia assegurar um modelo adequado [Moore e Kiesling (2001), Lynch (2001)]. Outros especialistas brasileiros identificam a crise da Califórnia como uma clara demonstração da necessidade de interrupção do processo de liberalização e privatização do mercado de eletricidade brasileiro, tendo em vista que a Califórnia de hoje poderia ser o Brasil de amanhã caso os rumos adotados não sejam alterados (ou repensados) [Rosa (2001)].

O objetivo deste trabalho é demarcar uma posição intermediária, argumentando que, conforme essa linha de raciocínio, embora os pilares das reformas adotadas no Brasil sejam muito distintos dos empregados no caso da Califórnia, essa experiência serve como alerta para que sejam buscadas soluções permanentes que viabilizem os investimentos privados no setor elétrico brasileiro.

## **O Modelo da Califórnia**

A partir de 1º de janeiro de 1998, após quatro anos de negociação entre diversos grupos de interesse (dentre eles, empresas de energia, consumidores e ambientalistas), foi iniciada a implementação das diretrizes estabelecidas pela nova lei elétrica estadual (AB 1.890), aprovada, por unanimidade, em 1996. Além de delegar poder para a agência federal de eletricidade – Federal Energy Regulatory Commission (Ferc) – na regulação das novas instituições que foram criadas, a nova lei, em consonância com o aplicado em outras regiões do país, tinha como principais objetivos a criação de um ambiente competitivo na comercialização (livre escolha por parte dos consumidores) e na geração de energia, trazendo a redução dos preços cobrados dos consumidores finais.

Ao mesmo tempo, refletindo uma clara preocupação ambiental (a legislação no estado é muito rigorosa no controle de emissão de poluentes), a nova legislação visava estimular a entrada de novas usinas geradoras com base em energias limpas e mais eficientes. Como se pode observar, as motivações para essas reformas foram bem distintas do caso brasileiro, cuja ênfase é a expansão da oferta de energia elétrica e que tem uma base de geração eminentemente hidrelétrica.<sup>31</sup>

---

31 A capacidade instalada da Califórnia [CPUC (2000)] tem a seguinte composição por tipo de fonte de geração: óleo/gás natural (53%), hidrelétrica (27%), nuclear (8%), renováveis (6%), geotérmica (5%) e carvão (1%).

---

Visando atingir esses objetivos, a nova legislação da Califórnia estipulou a obrigatoriedade de venda de 50% dos ativos de geração das duas principais empresas distribuidoras do estado citadas anteriormente e criou duas novas instituições-chave para o funcionamento do novo modelo: a) a Bolsa de Energia (Power Exchange – PX), onde são realizadas transações *spots* de compra e venda de energia; e b) o Operador Independente do Sistema (ISO, na sigla em inglês), cuja responsabilidade é administrar todos os ativos de transmissão do sistema elétrico do estado e garantir a segurança e a confiabilidade do sistema.

Muito embora o aprofundamento de questões técnicas requeira a elaboração de outro artigo, é importante destacar alguns aspectos básicos de funcionamento da Bolsa de Energia (PX) e do ISO, cujas atividades passaram a ser reguladas pela Ferc. Os geradores participam de licitação diária no mercado atacadista, conduzida pela PX, estimando a energia necessária para atender à demanda do dia seguinte na Califórnia. O PX paga o maior preço/hora para todas as geradoras e, após isso, o ISO direciona o fluxo de eletricidade através do estado. Se, após o leilão, a oferta comprada no PX for menor do que a demanda, o ISO cobre a diferença por meio da compra de energia de reserva junto aos geradores. Desde 2000, o sistema tem sido administrado por meio de elevação das reservas operacionais – quando caem abaixo de 7% para o próximo dia, o ISO decreta o primeiro nível do estado de alerta – e os geradores vêm sendo chamados para aumentar sua disponibilidade de energia.

Diferentemente do caso brasileiro, não foi permitido, num primeiro momento, que as distribuidoras, embora obrigadas a participar do mercado *spot*, efetuassem contratos bilaterais de longo prazo, sob o argumento da necessidade de priorizar a transparência de preços nesse mercado. Apesar desse objetivo, a participação era voluntária no caso de geradores, grandes consumidores, comercializadores e empresas municipais e estaduais, detentoras de cerca de 30% da geração, basicamente hídrica.

Adicionalmente, além de uma redução de 10% nos preços cobrados dos consumidores residenciais e do pequeno comércio – reflexo das negociações, citadas anteriormente, visando à aprovação do modelo por parte dos diversos grupos de interesse envolvidos –, o preço final ao consumidor foi regulamentado, em que pese a livre competição no mercado varejista de eletricidade. Esse regime tarifário é composto por um preço-teto estabelecido pelo regulador e que representa o máximo que as três distribuidoras podem cobrar de seus consumidores. Refletindo também as negociações realizadas, faz parte da tarifa final um percentual referente à recuperação de parte substancial dos custos encalhados (*stranded costs*) incorridos pelas distribuidoras em investimentos anteriores à liberalização de mercado, com vigência máxima de quatro anos (até 2002). A partir do momento em que as distribuidoras fossem cobrindo esses custos

---

e os eliminassem da tarifa, passariam a ter plena liberdade de determinação de preços.

### **Razões do Fracasso do Novo Modelo**

Nos dois primeiros anos, o novo sistema funcionou sem nenhum acréscimo de oferta e com um baixo incentivo à mudança de competidores, opção exercida basicamente por grandes consumidores, tendo em vista a redução e o congelamento tarifário daqueles de baixa carga: até 1998, apenas 1,4% e 3,5%, respectivamente, dos consumidores residenciais e comerciais/industriais trocaram de distribuidoras, o que equivale a 18,8% da carga de energia do sistema [CPUC (2000)]. Enquanto isso, as distribuidoras vinham recuperando seus custos enalhados com base na tarifa de transição. A San Diego Gas & Energy foi a primeira a fazê-lo, logo em 1998, passando a ter liberdade de fixação de preços e, com sua redução, conquistando consumidores das outras duas distribuidoras.

No verão de 2000, evidenciaram-se os primeiros sinais de que a nova legislação de eletricidade da Califórnia estabelecia marcos regulatórios inadequados para os agentes do mercado, frustrando totalmente as expectativas existentes. Como reflexo do fato de que a oferta não havia acompanhado o aumento da demanda de eletricidade, os preços *spot* do PX subiram rapidamente, em até sete vezes os patamares de 1999. Enquanto a San Diego, em sua área de atuação, teve a liberdade de praticar aumentos de até 270%, nas demais localidades, como os preços eram controlados, a Edison e a Pacific Gas passaram a amargar pesadas perdas (estimadas em cerca de US\$ 13 bilhões), que levaram à insolvência dessas empresas, pois elas não podiam repassar esses custos para os consumidores finais [CPUC (2000)]. No entanto, após a explosão de preços do verão de 2000, o órgão regulador estadual – California Public Utility Commission (CPUC) – retomou imediatamente o controle de preços da San Diego Pacific Gas.

Em linhas gerais, a atual crise de fornecimento de energia e o colapso financeiro das distribuidoras foram provocados por uma conjunção de fatores exógenos e endógenos ao modelo. Em relação aos primeiros, além da explosão do crescimento da demanda, estimulada por um verdadeiro *boom* de crescimento econômico, pode-se citar o aumento do preço do petróleo e do gás natural (nesse caso, da ordem de 230%, segundo CPUC (2000)), insumos responsáveis pela alimentação de 53% da capacidade instalada do sistema. Ora, trata-se de uma lei elementar da economia o fato de que, quando a demanda (principalmente se artificialmente inelástica em razão de um congelamento de preços) se aproxima demais da capacidade máxima de oferta e esta não pode ajustar-se rapidamente aos sinais de preços, estes tendem a disparar.

---

Por sua vez, em relação aos fatores endógenos, pode-se dizer que foram decisivos para que o mercado não fosse capaz de emitir sinais adequados para os agentes e nem criasse a flexibilidade necessária para que o sistema respondesse ao aumento da demanda, como resumido a seguir:

a) O mercado atacadista de energia baseia-se exclusivamente em contratos *spot*, não sendo permitido, pelo menos inicialmente, a contratação bilateral ou de longo prazo. Mesmo com a permissão, a partir de 1999, de realização de contratos bilaterais no PX, a impossibilidade de repasse dos custos adicionais do seguro para as tarifas desencorajou a contratação de *hedge* por parte das distribuidoras.

b) As regras adotadas para o funcionamento do mercado PX e do ISO somente são adequadas em situação de excesso de capacidade de oferta, pois, caso contrário, criam oportunidade para as geradoras exercerem seu poder de mercado. Tanto a necessidade de disponibilizar energia em tempo real (a eletricidade não é estocável) quanto o fato de todo o sistema se basear em contratos *spot* fazem com que o PX seja obrigado a remunerar todos os geradores pelo maior preço licitado, visto que, como a licitação é instantânea, caso o PX não remunere todos os agentes pelo custo marginal e sim, por exemplo, pelo custo médio, as unidades geradoras com custos superiores não seriam despachadas e, portanto, a demanda não seria atendida na quantidade suficiente. Enquanto isso, o ISO, cuja função legal é a de zelar pela confiabilidade do sistema, remunera geradores que estejam dispostos a disponibilizar sua capacidade (ou seja, ficar em *back-up* para o caso de uma emergência, cuja remuneração é tanto maior quanto mais elevada for a restrição de carga do sistema). Esse aspecto era agravado pelo fato de que cerca de 55% das usinas de geração da Califórnia têm mais do que 30 anos de vida útil, necessitando ficar constantemente fora de serviço para manutenção.<sup>32</sup>

c) Além do fato, já observado, de que cerca de 25% da geração ter ficado fora desse mercado (hidrelétricas, nucleares e outras usinas pertencentes a empresas municipais ou estaduais), havia uma capacidade de transmissão e interligação insuficiente, que reduziu a possibilidade de a Califórnia ser socorrida pela importação de energia de outros sistemas, aumentando a probabilidade de exercício de poder de mercado por parte dos geradores.

d) O estabelecimento de rigorosas regras ambientais para a construção de novas plantas de geração, que implicaram um

---

32 Segundo a CPUC, existem fortes evidências de exercício de poder de mercado por parte dos geradores. O regulador estadual se baseia no fato de que, entre 1998-1999, houve uma duplicação dos preços do gás natural sem que os preços *spot* do mesmo período tivessem apresentado comportamento de alta no verão do ano de 2000. O Ferc não endossou essas acusações e atribuiu ao próprio mecanismo de funcionamento do PX e à ISO a elevação dos preços *spot*. Para uma visão geral dessa polêmica ver Ferc (2000) e CPUC (2000).



---

prazo de licenciamento duas vezes superior ao restante do país [The Economist (2001)], não veio acompanhada de uma política agressiva de gerenciamento de demanda que permitisse não só reduzir os “picos de carga” do sistema como estimular a conservação de energia, atenuando, assim, a necessidade de acréscimo de oferta de energia elétrica [Borenstein (2001)].

e) Em que pese o súbito incremento de uma demanda inelástica (12% entre 1996 e 1999), confrontando-se com uma oferta, também inelástica, que cresceu somente 2% no mesmo período – além das restrições ambientais, as incertezas inerentes ao início de funcionamento do novo modelo (foram quatro anos de indefinição) são algumas das explicações possíveis para a não-realização de investimentos –, o Estado não exerceu um papel corretivo das imperfeições do mercado, inexistindo qualquer planejamento indicativo ou intervenção emergencial em curso até o colapso do inverno de 2001.

### **As Diferenças do Caso Brasileiro**

A partir da análise do modelo da Califórnia, foi possível detectar importantes diferenças que desaconselham qualquer comparação automática da situação do setor de energia da Califórnia com o caso brasileiro. De fato, a situação brasileira apresenta importantes diferenças, dentre elas o fato de que as distribuidoras não ficarão sujeitas à volatilidade de preços do mercado *spot*, pela simples razão de que são obrigadas a contratar 85% da energia gerada por meio de contratos bilaterais de longo prazo. Adicionalmente, as regras setoriais permitem um limite de *self-dealing* (até 30% de seu requerimento de geração), o que atenua a exposição das distribuidoras ao risco.

Diferentemente do caso norte-americano, no Brasil são as distribuidoras, e não as geradoras, que apresentam as maiores margens de lucro na cadeia produtiva, o que atenua os impactos na tarifa final do possível aumento dos preços dos contratos bilaterais a partir de 2003. Outro elemento que reduz os riscos de uma possível explosão de preços é que entre 2002 e 2003 ocorrerão diversos processos de revisão tarifária das distribuidoras, que permitirão ao regulador estabelecer redutores tarifários a título de reversão de ganhos de produtividade obtidos nos períodos anteriores.

No mesmo sentido, o novo modelo elétrico brasileiro preserva o papel de planejamento indicativo da Eletrobrás e do MME na orientação de agentes e na eventual correção de falhas de mercado. Além disso, por meio do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), torna-se possível desenvolver-se uma ação articulada, inexistente no caso da Califórnia, para a interação dos mercados de eletricidade, gás natural e petróleo, embora isso não tenha ocorrido ainda. Tão importante quanto isso é o fato de que,

---

diferentemente do caso da Califórnia, não existem no Brasil conflitos institucionais significativos entre agências estaduais e federais em relação à regulação do setor elétrico, o que contribui para a redução dos riscos regulatórios. Outro aspecto relevante é a agressiva política de licitação atualmente implementada pela Aneel para a construção de linhas de transmissão, de forma a acelerar o fim dos submercados de energia e aumentar a capacidade de administração do sistema elétrico como um todo.

Da mesma forma, diferentemente do caso da Califórnia, o sistema brasileiro é fundamentalmente hídrico e as regras de funcionamento do mercado atacadista de energia, desde que viabilizados novos investimentos em geração, oferecem menores possibilidades para o comportamento colusivo dos geradores, principalmente porque existem resoluções da Aneel visando reduzir a concentração de mercado nos diversos segmentos.

### **Lições para o Brasil**

Apesar das diferenças com o modelo brasileiro, a análise da experiência da Califórnia reitera a importância de que um processo de liberalização do mercado de energia elétrica envolva a implementação conjunta de políticas de estímulo à oferta e à demanda de energia. No caso brasileiro, torna-se premente o aumento da oferta, mas não devem ser negligenciadas políticas de conservação e de gerenciamento de demanda, o que irá melhorar, inclusive, a confiabilidade e a qualidade dos sistemas de distribuição no Brasil.

Por outro lado, no entanto, o caso da experiência da Califórnia se soma aos problemas verificados em outros países, qual seja, de que a introdução de competição no mercado de eletricidade requer constante aprendizado e um pragmatismo no que se refere à necessidade de se adaptar às peculiaridades econômicas dos países e às características físicas dos sistemas [Millan (2001)]. O Brasil tem a vantagem de ser um dos últimos países a implantar um modelo competitivo no mercado de eletricidade, podendo aprender com os erros e acertos observados nos demais modelos. Embora em termos genéricos, pode-se inferir a importância de um excedente de oferta e de contratos de longo prazo no suprimento de energia elétrica; da regulação da concorrência para se evitar e prevenir o exercício de poder de mercado; e da separação estrutural para evitar conflitos de interesses na gestão dos sistemas de transmissão, mostrando que um sistema de transmissão de propriedade independente – tal qual no sistema inglês – é o mais adequado para mercados desregulados [Newbery (2000)].

O grande risco existente no Brasil não é de que o seu modelo de desregulamentação não dê certo, tal como ocorreu com a Califórnia, mas sim de que o pleno funcionamento do novo

---

mercado fique comprometido por um eventual desabastecimento oriundo de um desequilíbrio entre oferta e demanda. Esse cenário é possível caso não se reverta o panorama atual de insuficiência de investimentos nos segmentos de geração e transmissão, que requer um engajamento da iniciativa privada.

A adoção de mecanismos de mitigação de riscos regulatórios devido à complexidade do modelo brasileiro, discutidos no texto a que se vincula este apêndice, deve vir acompanhada pelo constante aperfeiçoamento da capacidade regulatória e de planejamento indicativo do Estado, fatores cruciais para a viabilização de um modelo privado competitivo num setor com as características peculiares existentes no Brasil.

## **Referências Bibliográficas**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Aneel. Nota de esclarecimento sobre a Resolução Aneel nº 22/2001. “Valor Normativo”, *Valor Econômico*, 6 de fevereiro de 2001.

BIELSCHOWSKY, R. Energia Elétrica no Brasil, 1993-1997: investimentos deprimidos numa transição problemática. Mimeo, 1999.

BNDES. *Informe de Infra-Estrutura*, nº 37. Rio de Janeiro: BNDES/AI/Geset 1, agosto de 1999.

\_\_\_\_\_. O setor elétrico – Desempenho 1993-1999. Rio de Janeiro: BNDES, dezembro de 2000.

BOM, F. e COSTA, B. Avaliação de contratos de *hedge* para mitigação dos riscos associados aos contratos de energia de UTEs no atual modelo do setor elétrico brasileiro. VIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico. Brasília: outubro de 2000.

BORENSTEIN, S. The trouble with electricity markets (and some solutions). Berkeley: UCEI, PWP-081, jan. 2001 ([www.ucei.org](http://www.ucei.org)).

BROADCAST. Co-geração é fortalecida dentro da matriz energética do país. 9 de outubro de 2000.

CPUC – CALIFORNIA PUBLIC UTILITY COMMISSION. California electricity options and challenges ([www.cpuc.ca.gov/published/report/gov\\_report.htm](http://www.cpuc.ca.gov/published/report/gov_report.htm)), 2000.

ELETROBRÁS. Plano Decenal de Expansão 2000-2009.

FERC – FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Order directing remedies for California wholesale electric markets ([www.ferc.fed.us/electric/cal1215order.pdf](http://www.ferc.fed.us/electric/cal1215order.pdf)), dezembro de 2000.

- 
- FERREIRA, C. K. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: Pinheiro, A. e Fukasaku, K. (orgs.). *A privatização no Brasil*. OECD/BNDES, fevereiro de 2000.
- GAZETA MERCANTIL. Risco dificulta crédito para térmicas. Seção Finanças, p. B-2, 8 de fevereiro de 2001.
- \_\_\_\_\_. Nível de reservatórios supre demanda. Seção Nacional, p. A-8, 16-18 de fevereiro de 2001.
- \_\_\_\_\_. PCHs ganharão mais na venda de energia. Seção Nacional, p. A-4, 24-25 de fevereiro de 2001.
- LYNCH, M. California scheming: don't blame deregulation for the golden states electricity snafus. Reason Public Policy Institute, janeiro de 2001 ([www.rppi.org](http://www.rppi.org)).
- MILLAN, J. Deregulated power markets are facing problems on both sides of the border, but are they alike? International Monetary Fund Bolletim, mimeo, 2001.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. Ações que estão sendo desenvolvidas no âmbito do MME com o objetivo de induzir e viabilizar o aumento da oferta de energia elétrica, em especial termoeletricas, no curto prazo. [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br), 1999.
- MOORE, A. e KIESLING, L. Policy alternatives for the California energy crisis. Reason Public Policy Institute, janeiro de 2001 ([www.rppi.org/ebrief109.html](http://www.rppi.org/ebrief109.html)).
- NEWBERY, D. *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*. Cambridge, MIT Press, The Walras-Pareto Lectures, 2000.
- PINHEIRO, A. C., GIAMBIAGI, F. e GOSTKORZEWICZ, J. O desempenho macroeconômico do Brasil nos anos 90. In: Giambiagi, F. e Moreira, M. M. (orgs.). *A economia brasileira nos anos 90*. Rio de Janeiro: BNDES, 1999.
- PIRES, J. C. L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. *Revista do BNDES*, nº 12. Rio de Janeiro: BNDES, dezembro, 1999.
- \_\_\_\_\_. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. *Textos para Discussão*, nº 76, março de 2000a.
- \_\_\_\_\_. Reflexões sobre o Programa Emergencial de Energia Elétrica. *Nota Técnica AP/DEPEC*, nº 11/2000. Rio de Janeiro: BNDES, setembro de 2000b.
- REVISTA BRASIL ENERGIA, novembro de 1999.
- RODRIGUES, A e FARIA, V. Dança das cadeiras no setor de gás natural brasileiro. Centro Brasileiro de Infra-Estrutura, [www.cbie.com.br/newsletter/gas/news.asp](http://www.cbie.com.br/newsletter/gas/news.asp), 2001.
- ROSA, P. A Califórnia é aqui. *Folha de São Paulo*, seção Tendência e Debates, 1 de fevereiro de 2001.
- THE ECONOMIST. California's power crisis, 20 de janeiro de 2001.
- TOURINHO, R. A oferta de energia no país. *Folha de São Paulo*, seção Tendência e Debates, 14 de fevereiro de 2001.

---

## **TEXTOS PARA DISCUSSÃO do BNDES**

- 67 ESTRANGEIROS EM UMA ECONOMIA ABERTA: IMPACTOS SOBRE PRODUTIVIDADE, CONCENTRAÇÃO E COMÉRCIO EXTERIOR – Maurício Mesquita Moreira – março/99
- 68 SISTEMA FINANCEIRO BRASILEIRO: REESTRUTURAÇÃO RECENTE, COMPARAÇÕES INTERNACIONAIS E VULNERABILIDADE À CRISE CAMBIAL – Fernando Pimentel Puga – março/99
- 69 A RENEGOCIAÇÃO DAS DÍVIDAS E O REGIME FISCAL DOS ESTADOS – Francisco Rigolon e Fabio Giambiagi – julho/99
- 70 O AJUSTE FISCAL DE MÉDIO PRAZO: O QUE VAI ACONTECER QUANDO AS RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS ACABAREM? – Francisco Rigolon e Fabio Giambiagi – agosto/99
- 71 POLÍTICAS REGULATÓRIAS NO SETOR DE TELECOMUNICAÇÕES: A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E O CASO BRASILEIRO – José Claudio Linhares Pires – setembro/99
- 72 MODELO DE GERAÇÃO DE EMPREGO: METODOLOGIA E RESULTADOS – Sheila Najberg e Marcelo Ikeda – outubro/99
- 73 POLÍTICAS REGULATÓRIAS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA: A EXPERIÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS E DA UNIÃO EUROPÉIA – José Claudio Linhares Pires – outubro/99
- 74 PERSPECTIVAS PARA A ECONOMIA BRASILEIRA: 1999/2006 – Fabio Giambiagi – dezembro/99
- 75 EXPERIÊNCIAS DE APOIO ÀS MICRO, PEQUENAS E MÉDIAS EMPRESAS NOS ESTADOS UNIDOS, NA ITÁLIA E EM TAIWAN – Fernando Puga – fevereiro/2000
- 76 DESAFIOS DA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – José Claudio Linhares Pires – março/2000
- 77 A CRISE BRASILEIRA DE 1998/1999: ORIGENS E CONSEQUÊNCIAS – André Averbug e Fabio Giambiagi – maio/2000
- THE BRAZILIAN CRISIS OF 1998-1999: ORIGINS AND CONSEQUENCES – André Averbug and Fabio Giambiagi – May/2000
- 78 PREVIDÊNCIA SOCIAL E SALÁRIO MÍNIMO: O QUE SE PODE FAZER, RESPEITANDO A RESTRIÇÃO ORÇAMENTÁRIA? – Marcelo Neri e Fabio Giambiagi – junho/2000
- 79 CRIAÇÃO E FECHAMENTO DE FIRMAS NO BRASIL: DEZ. 1995/DEZ. 1997 – Sheila Najberg, Fernando Pimentel Puga e Paulo André de Souza de Oliveira – maio/2000
- 80 O PERFIL DOS EXPORTADORES BRASILEIROS DE MANUFATURADOS NOS ANOS 90: QUAIS AS IMPLICAÇÕES DE POLÍTICA? – Armando Castelar Pinheiro e Maurício Mesquita Moreira – julho/2000
- THE PROFILE OF BRAZIL'S MANUFACTURING EXPORTERS IN THE NINETIES: WHAT ARE THE MAIN POLICY ISSUES? – Armando Castelar Pinheiro and Maurício Mesquita Moreira – June/2000
- 81 RETORNO DOS NOVOS INVESTIMENTOS PRIVADOS EM CONTEXTOS DE INCERTEZA: UMA PROPOSTA DE MUDANÇA DO MECANISMO DE CONCESSÃO DE RODOVIAS NO BRASIL – José Claudio Linhares Pires e Fabio Giambiagi – julho/2000
- 82 REMUNERAÇÃO POR GÊNERO NO MERCADO DE TRABALHO FORMAL: DIFERENÇAS E POSSÍVEIS JUSTIFICATIVAS – Marcelo Ikeda – setembro/2000
- 83 FUSÕES E AQUISIÇÕES NO SETOR DE TELECOMUNICAÇÕES: CARACTERÍSTICAS E ENFOQUE REGULATÓRIO – José Claudio Linhares Pires e Adely Branquinho das Dores – outubro/2000
- 84 COMO A INDÚSTRIA FINANCIA O SEU CRESCIMENTO: UMA ANÁLISE DO BRASIL PÓS-PLANO REAL – Maurício Mesquita Moreira e Fernando Pimentel Puga – outubro/2000
-

---

**BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**

Av. República do Chile, 100  
CEP 20139-900 – Rio de Janeiro – RJ  
Tel.: (0XX21) 277-7447  
Fax: (0XX21) 240-3862

**FINAME – Agência Especial de Financiamento Industrial**

Av. República do Chile, 100 – 17º andar  
CEP 20139-900 – Rio de Janeiro – RJ  
Tel.: (0XX21) 277-7447  
Fax: (0XX21) 220-5874

**BNDESPAR – BNDES Participações S.A.**

Av. República do Chile, 100 – 20º andar  
CEP 20139-900 – Rio de Janeiro – RJ  
Tel.: (0XX21) 277-7447  
Fax: (0XX21) 220-6909

**Escritórios****Brasília**

Setor Bancário Sul – Quadra 1 – Bloco E  
Ed. BNDES – 13º andar  
CEP 70076-900 – Brasília – DF  
Tel.: (0XX61) 322-6251  
Fax: (0XX61) 225-5510

**São Paulo**

Av. Paulista, 460 – 13º andar  
CEP 01310-904 – São Paulo – SP  
Tel.: (0XX11) 251-5055  
Fax: (0XX11) 251-5917

**Recife**

Rua Antonio Lumack do Monte, 96 – 6º andar  
CEP 51020-350 – Recife – PE  
Tel.: (0XX81) 465-7222  
Fax: (0XX81) 465-7861

**Belém**

Av. Presidente Vargas, 800 – 17º andar  
CEP 66017-000 – Belém – PA  
Tel.: (0XX91) 242-7966  
Fax: (0XX91) 224-5953

**Internet**

<http://www.bndes.gov.br>

---